

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL
ELECTRICIDAD

GESTIÓN DE LA CARGABILIDAD DE
TRANSFORMADORES DE POTENCIA

AUTOR: Francisco José Yébenes Cabrejas

DIRECTOR: Angel Ramos

Leganés, 25 de Junio de 2009

Índice

Objetivo del proyecto	6
1. Introducción Histórica	8
2. Diseño constructivo y placa de características.....	10
2.1. Núcleo, arrollamientos, cuba, cambiador de tomas, bornas y sistemas de refrigeración.....	10
2.2. Placa de características y magnitudes relacionadas con la sobrecarga	24
3. Carga de los transformadores de potencia.....	27
3.1. Tipos de transformadores según el perfil de carga	27
3.1.1. Transformadores de alimentación a población	27
3.1.2. Transformadores de alimentación a industrias.....	28
3.1.3. Transformadores de alimentación a subestaciones de tracción ferroviaria.....	29
3.1.4. Transformadores de central de generación	31
3.2. Ciclos de carga definidos en la norma IEC 60076-7	32
3.3. Regímenes de carga contemplados en el STD. IEEE C57.91	35
3.4. Comparativa de los límites de cargabilidad entre la norma CEI y la IEEE.....	39
4. Efectos de la sobrecarga	42
4.1. Efectos de las sobrecargas	42
4.1.1. Efectos de las sobrecargas elevadas de corta duración	42
4.1.2. Efectos de las sobrecargas de larga duración	44
4.2. Influencia del tamaño del transformador	44
4.3. Límites específicos para grandes transformadores	46
4.3.1. Límites de corriente y temperatura	46
4.3.2. Accesorios, equipos y otras consideraciones	46
4.3.3. Requerimientos resistencia a cortocircuitos.....	46
4.3.4. Limitaciones de tensión	46
5. Vida del Aislamiento de un Transformador sumergido en aceite	47
5.1. Generalidades	47
5.2. Parámetros a analizar para conocer el grado de envejecimiento del aislamiento	47

5.3. Ecuaciones del Envejecimiento	52
5.4. Porcentaje de Pérdida de Vida	54
6. Parámetros que influyen en la capacidad de carga de un transformador	56
6.1. Introducción	56
6.2. Influencia de la Temperatura Ambiente sobre las Condiciones de Carga	56
6.3. Influencia de la Humedad e Impurezas	57
6.4. Influencia de los Gases Disueltos	57
6.5. Influencia del Sistema de Refrigeración	62
6.6. Influencia de los Accesorios del Transformador	65
6.6.1. Bornas	65
6.6.2. Cambiador de Tomas en Carga	67
6.6.2.1. Pérdidas de Corto-Circuito	67
6.6.2.2. Ratio de Pérdidas	68
7. Cálculo de temperaturas.....	69
7.1. Símbolos Importantes y Cálculo de la Constante de Tiempo de Arrollamiento	69
7.2. Temperaturas Consideradas en un Transformador – Características Térmicas	70
7.3. Cálculo del Calentamiento del Punto más Caliente a través de un Ensayo	72
7.4. Medición Directa de la Temperatura del Punto más Caliente	72
7.5. Temperatura Ambiente	76
7.5.1. Transformadores Refrigerados por Aire Situados al Aire Libre	76
7.5.2. Corrección de la Temperatura Ambiente para Transformadores	77
7.6. Método de Cálculo a través de Ecuaciones Diferenciales	78
7.6.1. Conversión a Diferencia de Ecuaciones.....	80
8. Medida de temperaturas.....	83
8.1. Relés de Imagen Térmica	83
8.2. Descripción y Funcionamiento	83
8.3. Ajuste de la Imagen Térmica y Utilización para Discriminar Sobrecargas Admisibles	90
8.4. Últimas tecnologías	91
9. Ejemplo de aplicación de cálculo de temperaturas con simulink	93
9.1. Establecer los Parámetros de Diseño Necesarios para el Cálculo	93
9.2. Establecimiento de los Datos de Entrada, en una Tabla	95
9.3. Cálculo de las Condiciones Iniciales	96
9.4. Resolver la Diferencia de Ecuaciones	96
9.5. Diagrama de bloques y entrada de datos en simulink	98
9.6. Datos de salida	103
10. Conclusiones y desarrollos futuros	105

Anexo1. Términos y definiciones	107
A.1. Símbolos y abreviaturas	109
Bibliografía	111

Figuras

Figura 1.1. Dibujo de los primeros transformadores	8
Figura 1.2. Evolución cronológica de Potencia y tensión nominal	9
Figura 2.1a. Núcleo trifásico tipo columnas	10
Figura 2.1b. Núcleo trifásico tipo acorazado	10
Figura 2.2. Suma de flujos en núcleo trifásico de tipo columna	11
Figura 2.3. Núcleo trifásico de 5 columnas.....	12
Figura 2.4. Patrón general de apilamiento para un núcleo trifásico de tres columnas con apilamiento convencional y apilamiento step flap.....	13
Figura 2.5. Vista en sección transversal de un núcleo laminado y el arrollamiento	14
Figura 2.6. Parámetros geométricos para encontrar el modelo óptimo de paso entre placas	15
Figura 2.7. Núcleo de paso trifásico para un transformador de columnas sin la culata	16
Figura 2.8. Hilo conductor con aislamiento de papel solapado.....	17
Figura 2.9. Cable traspuesto continuo.....	18
Figura 2.10 Arrollamiento de regulación en diseño tipo capa.....	19
Figura 2.11 Arrollamiento helicoidal	19
Figura 2.12 Arrollamiento tipo disco	19
Figura 2.13 Esquemas de cambiadores de tomas en carga.....	20
Figura 2.14 Esquemas de conmutación.....	21
Figura 2.15 Cuba de protección	21
Figura 2.16 Deposito conservador	22
Figura 2.17 Borna de arrollamiento de baja tensión	23
Figura 3.1.1a Perfil de carga ejemplo de suministro a población con tarifa nocturna	27
Figura 3.1.1b Perfil de carga ejemplo de suministro a población sin tarifa nocturna	28
Figura 3.1.2 Perfil de carga ejemplo de suministro a P. Industrial	28
Figura 3.1.3a Potencia activa ejemplo de un transformador de alimentación a tracción Ferroviaria.....	29
Figura 3.1.3b Potencia reactiva ejemplo de un transformador de alimentación a tracción Ferroviaria.....	30
Figura 3.1.4a Perfil de carga ejemplo de grupo generador de central	31
Figura 3.1.4b Potencia activa instantánea monitorizado en un periodo de 48 horas.....	31
Figura 3.3.1 Gráfica de carga con expectativa de vida normal	36

Figura 3.3.2	Gráfica de carga por encima de la carga nominal.....	37
Figura 3.3.3 a)	Gráfica de carga emergencia de larga duración.....	38
Figura 3.3.3 b)	Gráfica de carga emergencia de corta duración.....	39
Figura 3.4.1	Gráfica de cargabilidad de un transformador de 52 MVA ONAN para la norma CEI 60076-7.....	40
Figura 3.4.2	Gráfica de cargabilidad de un transformador de 52 MVA ONAN para la norma IEEE C.57.91	40
Figura 5.2.1	Pérdida de la resistencia a la tracción frente al grado de polimerización del papel	48
Figura 5.2.2	Grado de oxidación, hidrólisis y pirólisis frente al aumento de temperatura.....	49
Figura 5.2.3	Producción total de ácidos por gramo de celulosa frente a rupturas de cadenas ..	50
Figura 5.2.4.a	Velocidad de envejecimiento del papel térmicamente mejorado y papel Kraft...	51
Figura 5.2.4.b	Relación de la temperatura de trabajo del arrollamiento con la expectativa.....	52
Figura 5.3.1	Velocidad de envejecimiento polimérico dependiente de la humedad y de los gradientes de temperatura	53
Figura 6.1	Cantidad de furanos producidos por papel Kraft y por papel tratado	58
Figura 6.2	Subsistema Aislamiento arrollamiento de un conductor dentro de un transformador	59
Figura 6.3	Constante de la ley de Henry (ppm Vol/atm) para gases comunes en aceite mineral	60
Figura 6.4	Tiempo para alcanzar las condiciones adecuadas de formación de burbujas para una serie de sobrecargas, tras la estabilización en 0,75 p.u.....	61
Figura 6.5	Tiempo para alcanzar las condiciones adecuadas de formación de burbujas para un rango de contenido de humedad y sobrecargas.....	62
Figura 6.6	Diferencias de flujo entre la convección natural y la convección forzada de Aceite	64
Figura 6.7	Principio de pérdidas en función de la toma del cambiador	68
Figura 7.2	Diagrama térmico del transformador de potencia.....	71
Figura 7.4.1	Calentamiento local por encima de la temperatura del aire, en un arrollamiento En un arrollamiento de 120 KV con un factor de carga de 1,6 p.u.	73
Figura 7.4.2	Calentamiento local por encima de la temperatura del aire, en un arrollamiento de 410 KV con un factor de carga de 1,6 p.u.	74
Figura 7.4.3	Dos sensores de fibra óptica instalados en un separador antes de que el separador Fuera instalado en el arrollamiento de baja (120 Kv) del transformador.....	75
Figura 7.6	Diagrama de bloques de las ecuaciones diferenciales	78
Figura 8.2.1	Esquema de imagen térmica en un transformador de potencia	84
Figura 8.2.2	Diagrama de la temperatura de un transformador, x respecto a la altura.....	88

Figura 8.2.2.1	Curvas de calentamiento en función de la intensidad de la corriente en el arrollamiento calefactor de las imágenes térmicas IT 10 e IT 30, colocadas en un baño de aceite a 75°C después de 1 hora y 30 de servicio permanente.....	90
Figura 8.2.3	Relé con Microprocesador, que incluye imagen térmica	92
Figura 9.1	Definición de las variables de los parámetros del transformador.....	94
Figura 9.5.1	Diagrama de bloques en simulink para calcular la temperatura caliente y la pérdida de vida.....	98
Figura 9.5.2	Esquema bloque1 simulink	99
Figura 9.5.3	Esquema bloque2 simulink	99
Figura 9.5.4	Esquema bloque3 simulink	100
Figura 9.5.5	Esquema bloque4_Pérdida de vida simulink	100
Figura 9.5.6	Definición de variables en el espacio de trabajo de simulink.....	101
Figura 9.5.7	Gráfico entrada factor de carga	101
Figura 9.5.8	Gráfico entrada temperatura ambiente	102
Figura 9.6.1	Gráfica de la temperatura del punto caliente	103
Figura 9.6.2	Gráfica de la pérdida total de vida	104

Tablas

Tabla 2.1	coordenadas "x" normalizadas, las cuáles maximizan el área del núcleo para un número de pasos determinado	16
Tabla 3.2	Corriente y temperatura límite aplicables a sobrecargas en la IEC 60076-7.	34
Tabla 3.3	Temperatura límite aplicable a sobrecargas en la IEEE C57.91	36
Tabla 3.4	Comparativa térmica de IEC e IEEE	41
Tablas 3.5	Porcentaje de precisión en la Temperatura del punto caliente.....	41
Tabla 5.3	Comparativa velocidad de envejecimiento relativo del papel tratado frente al papel No tratado [Kraft].....	53
Tabla 5.4	Vida normal del aislamiento de papel térmicamente mejorado, libre de oxígeno y Secado a una temperatura de referencia del punto caliente de 110°C.....	54
Tabla 6.1	Características térmicas recomendadas dependiendo del sistema de refrigeración, a Utilizar para el cálculo de la temperatura del punto caliente del arrollamiento	64
Tabla 6.2	Comparativa entre características térmicas del aceite y arrollamiento, entre la Normativa IEC 60076-7 y la Norma IEEE C57.01	65
Tabla 6.3	Límites de sobrecarga establecidos entre borna transformador	66
Tabla 7.5.2	Corrección del aumento de la temperatura ambiente debido al emplazamiento cerrado.....	77
Tabla 9.2	Datos de Entrada.....	95

OBJETIVO DEL PROYECTO

En las décadas de los 60 y 70 del siglo pasado se dieron unas condiciones de bonanza económica que impulsó un gran desarrollo de las redes eléctricas. En esas décadas se instalaron un gran número de transformadores en todo el mundo desarrollado, que en la actualidad se estima que están llegando al fin de su vida útil. En vista del gran número de transformadores envejecidos en los actuales sistemas de potencia alrededor del mundo, muchas compañías están interesadas en conocer el tiempo de vida y el estado del aislamiento sólido de sus equipos, para tratar así de aumentar su tiempo de vida útil.

La vida de esta máquina eléctrica es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la fiabilidad de la red de transmisión y por supuesto para brindar un servicio de calidad, repercutiendo directamente en la **disponibilidad**.

La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta (en distinto grado), a sollicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas, provocados por el medio ambiente, el grado de carga, la tensión aplicada, etc. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión en y fuera de línea, se ha vuelto una estrategia clave para conocer el estado del equipo.

Un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función: ser un enlace fiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión. Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy fiable que está diseñado para lograr una vida útil superior a los 30-40 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65°C y 95 °C. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio al fallo de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo.

El papel impregnado con aceite se utiliza con gran profusión como aislamiento de los arrollamientos del transformador, razón por la que en la industria rige la premisa que: “la vida del transformador es la vida del papel”. Sin embargo, este tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión. El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador.

Aunque los transformadores no tienen partes móviles (a excepción del cambiador de tomas en carga y las bombas de aceite) sus sollicitaciones mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos. La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento.

Como se ha indicado, uno de los factores de envejecimiento del papel aislante de los transformadores es la temperatura. La temperatura de un transformador puede ser muy elevada en caso de sobrecargas. Por eso, es preciso acotar la cuantía y la duración de las sobrecargas en transformadores.

Afortunadamente, no es frecuente que un transformador trabaje en régimen sobrecarga. No obstante, este tipo de regímenes puede darse en el caso de un fallo en otros elementos de la red, cuando debe atenderse el suministro del consumo por vías alternativas a las habituales. También pueden darse sobrecargas en ciertos equipos en períodos de consumo extraordinariamente elevado, como puede ser una ola de frío de gran intensidad. Por último, fallos en la planificación del crecimiento de la red pueden provocar que ciertos equipos queden parte del tiempo en sobrecarga.

Antes de comenzar a leer el primer capítulo resaltar que cualquier término o abreviatura que no se entienda, se puede consultar en el anexo1, de términos y abreviaturas.

El objetivo del presente Proyecto Fin de Carrera se puede resumir en los siguientes puntos:

- ***Analizar los parámetros y magnitudes en los que repercuten las sobrecargas en los transformadores de Potencia.***
- ***Cuantificar mediante las ecuaciones reflejadas en la normativa técnica, el grado de envejecimiento sufrido de un transformador en caso de sobrecarga, y con ello poder cuantificar el riesgo de fallo en la vida del transformador, ante una hipotética situación crítica de Sobrecarga Puntual.***
- ***Desarrollar una aplicación en simulink para el cálculo de la temperatura más caliente de arrollamiento y envejecimiento de acuerdo a la normativa IEC vigente.***

Por último, un objetivo docente del Proyecto Fin de Carrera es familiarizarnos con la Normativa vigente internacional y manejo de las Tablas de Sobrecarga de Transformadores de Potencia.

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN HISTÓRICA

En la IEC Standard **60076-1** [8] se define cómo transformador de potencia, una máquina estática con dos o más arrollamientos, los cuáles por inducción electromagnética transforman un sistema de tensión y corriente alterna en otro sistema de tensión y corriente también alterna pero de distinta magnitud pero misma frecuencia, para un determinado propósito de transmisión de potencia eléctrica.

El Transformador es un Componente esencial del Sistema Eléctrico de Potencia, su historia empieza con **Michael Faraday** Siglo XIX.

Actualmente los Transformadores pueden manejar 500 veces la potencia y 15 veces el voltaje de los primeros Transformadores del Siglo XX.

Su peso por unidad de potencia se ha reducido en 10 veces, y su eficiencia es superior al 99%.

A continuación resumiremos algunas referencias históricas relevantes en el desarrollo de los transformadores:

- **James Clerk Maxwell (1831-1879).** En 1864 formuló la teoría del electromagnetismo.
- **Michael Faraday (1791-1867).** Inducción electromagnética, considerado padre de la ingeniería eléctrica.
- **George Westinghouse (1864-1914).** Inventor del sistema de frenos neumático para los trenes. Con Tesla desarrolla el sistema de Corriente Alterna (C.A.).
- **Marzo 1885. Karoly Zipernowski, Otto Blathy y Miksa Deri.**
De origen Húngaro .
Transformadores de 5 y 7.5 KVA, 1400 / 100, 100 Hz.
- **1886 William Stanley / G. Westinghouse.** En estados unidos, desarrollan el Primer transformador tipo núcleo. Figura 1 – izda.

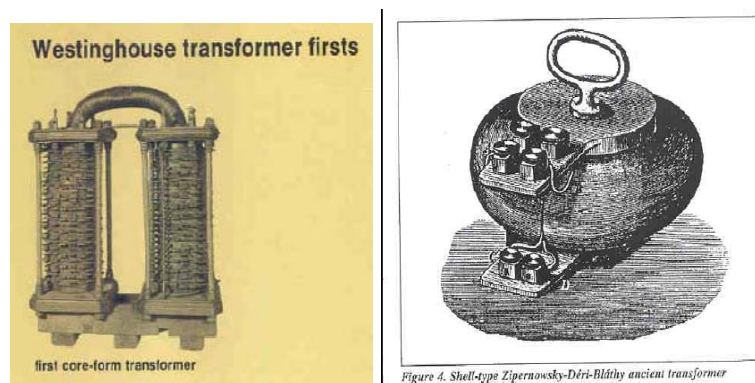


Figura 1.1 Dibujo de los primeros transformadores.

El siguiente gráfico muestra la evolución en cuanto a las tensiones y potencias nominales en los transformadores de potencia.

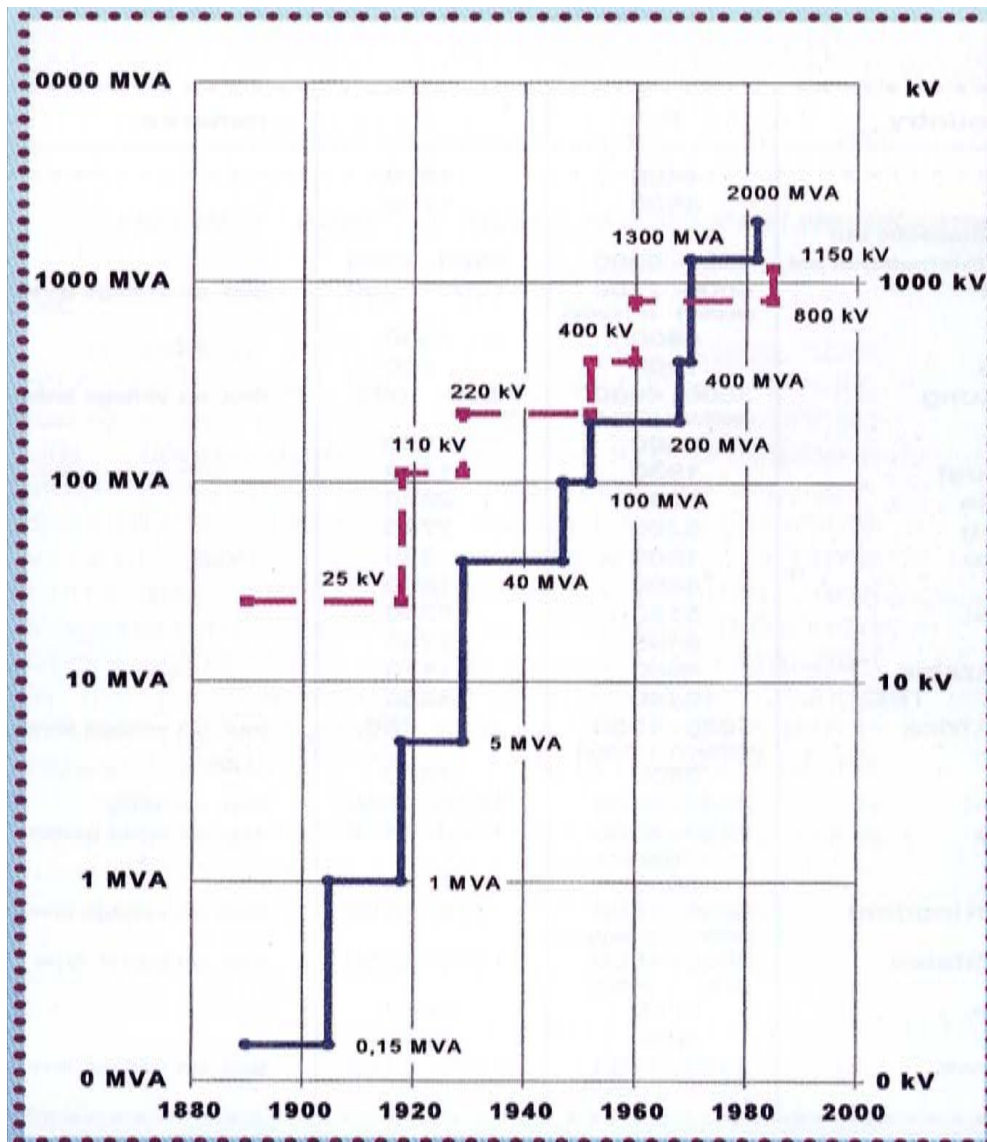


Figura 1.2 Evolución cronológica de Potencia y tensión nominal

CAPITULO 2

DISEÑO CONSTRUCTIVO Y PLACA DE CARACTERÍSTICAS

En este capítulo realizaremos una descripción aproximada de las técnicas más utilizadas en el diseño de transformadores de gran potencia.

Dentro del diseño constructivo nos centraremos en las partes del transformador en dónde los grados de sobrecarga tienen un efecto más directo en la vida útil del transformador.

Por lo que realizaremos una descripción y hablaremos un poco del diseño del:

Núcleo, arrollamientos, cuba, cambiador de tomas y bornas, Así como resaltaremos las magnitudes más importantes a tener en cuenta para las sobrecargas de transformadores de la placa de características.

2.1. NÚCLEO, ARROLLAMIENTOS, CAMBIADOR DE TOMAS, CUBA Y BORNAS

2.1.1. El Núcleo [18] [19]

Aunque los transformadores de Potencia son principalmente clasificados de acuerdo a su función en un sistema de potencia, también tienen una clasificación de acuerdo a como han sido construidos. De acuerdo a esta clasificación quizás la distinción más importante se encuentra entre el núcleo tipo columna y el núcleo tipo acorazado.

En las siguientes figuras se aprecian las diferencias en cuanto a diseño de ambos tipos de núcleo.

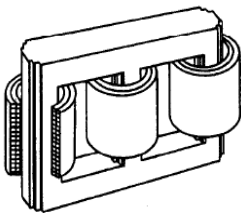
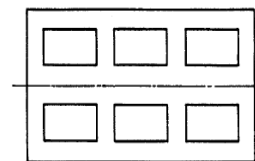
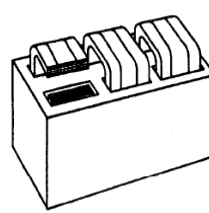
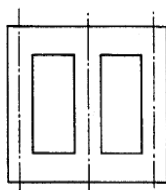


Fig. 2.1a Núcleo trifásico tipo columnas



**Fig.2.1b Núcleo trifásico tipo
acorazado**

En el diseño de columnas las bobinas están arrolladas alrededor del núcleo, lo cuál se presta en forma de bobinas cilíndricas.

Generalmente el arrollamiento de alta y baja tensión es enrollado concéntricamente.

Normalmente la bobina de baja tensión se arrolla en el interior de la bobina de alta tensión.

En la bobina de la segunda columna de la figura 2.1a cada grupo de bobinas también contiene arrollamientos de baja y alta tensión. Esto asegura un mejor acoplamiento magnético entre las bobinas.

En el diseño tipo acorazado, el núcleo está construido alrededor de las bobinas. Cada uno de estos tipos de construcción tiene sus ventajas e inconvenientes, quizás la última decisión se encuentre entre un compromiso entre la fiabilidad y el coste de producción.

Normalmente el tipo acorazado es más común en transformadores de potencia debido al menor coste que supone.

Por otro lado, en transformadores de grandes potencias, el núcleo de tipo acorazado es mejor, ya que en caso de corto-circuito o sobrecarga las fuerzas electromagnéticas pueden ser mejor controladas.

La figura 2.2 muestra un núcleo trifásico de 3 columnas, las cuáles están acopladas magnéticamente en la parte alta y baja a través de las culatas.

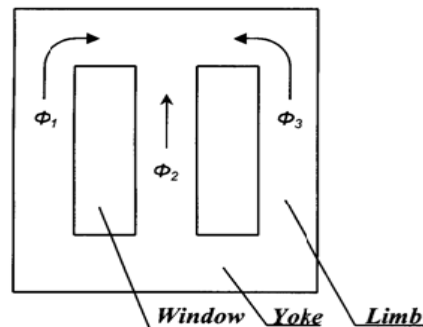


Fig.2.2 Suma de flujos en núcleo trifásico de tipo columna

El espacio vacío entre columnas, donde se alojan las bobinas, se llama ventana, normalmente las columnas están alojadas en un plano y su orientación es la vertical.

En un transformador trifásico todos los arrollamientos por cada fase están localizados sobre su propia columna.

En operación simétrica normal la suma de todas las tensiones y todas las corrientes son en todo instante igual a cero. La suma de los flujos de las 3 columnas es también igual a cero. Todo el flujo se mantendrá en el núcleo siempre que las 3 columnas estén conectadas arriba y abajo por sus respectivas culatas.

Para evitar puntos calientes en el núcleo y homogeneizar la temperatura de uso, la sección de la culata suele ser la misma que en las columnas.

Así el flujo que atraviesa una columna retorna por las otras dos columnas del núcleo trifásico.

En un núcleo trifásico de 5 columnas como el de la Fig. 2.3,

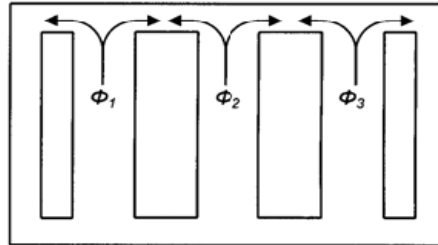


Fig. 2.3 Núcleo trifásico de 5 columnas

El flujo de las tres columnas principales con arrollamientos, tiene un camino de retorno adicional a través de las 2 columnas exteriores, esto significa que el flujo principal se divide cuando vuelve a la culata.

Para este diseño, las culatas y columnas de los extremos pueden ser construidas con la mitad de sección que las columnas que soportan el flujo principal, en este sentido permite al diseñador reducir la altura total del núcleo y del embalaje de transporte.

Mientras las columnas principales y ventanas tienen la misma altura que en un núcleo de 3 columnas.

El núcleo de 5 columnas es más caro de fabricar, pero es la opción preferida en lo que a transporte se refiere.

La forma de finas láminas (unas cuantas décimas de milímetro) ha sido diseñada para lograr muy bajas pérdidas por corrientes de Foucault y por histéresis.

La conexión entre las columnas y la culata se realiza mediante un solapamiento a 45 grados con el fin de lograr una gran sección de cruce, ya que a 90 grados en la zona cercana a la junta en donde el flujo no sigue la dirección de laminación, en el caso de chapas de grano orientado origina un calentamiento local debido al aumento de las pérdidas en el hierro y perturbación del flujo, por este motivo el solapamiento se realiza a 45 grados.

Las láminas se colocan en paquetes de 2 o 4 láminas, donde cada paquete tiene la junta relativamente desplazada hacia el paquete adyacente, de manera que nos ofrece una estructura mecánica rígida del núcleo junto con una reducción de los efectos secundarios del flujo que atraviesa la junta.

En los últimos años las juntas “step-flap” han sido las más utilizadas en los procesos de fabricación, ya que realizando un cambio gradual de las juntas es posible reducir las pérdidas de magnetización aún más, entre las columnas y la culata.

Los dos métodos de unión más usados están ilustrados en la siguiente figura.

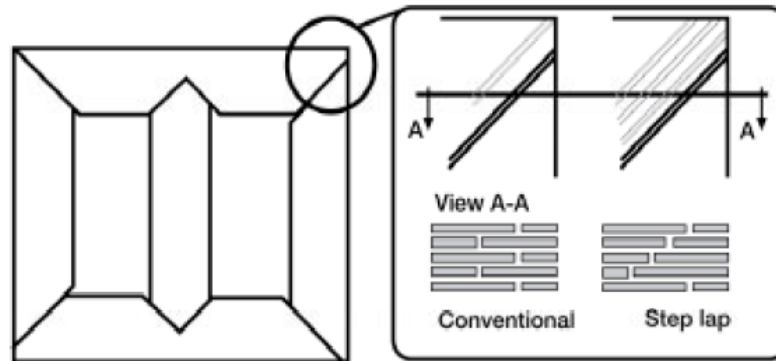


Fig. 2.4. Patrón general de apilamiento para un núcleo trifásico de tres columnas con apilamiento convencional y apilamiento step-flap.

Generalmente las láminas del núcleo están aisladas de tierra y deliberadamente puestas a tierra en un punto solamente, de esta forma es fácil averiguar cualquier derivación a tierra no intencionada, que pueden dar lugar a corrientes circulantes, si más de un punto del núcleo tiene conexión a tierra.

En las especificaciones del cliente existe frecuentemente una cláusula diciendo qué el núcleo será puesto a tierra en un solo punto y el aislamiento dieléctrico será de 2 KV AC.

El alto número de delgadas láminas de metal del núcleo se mantienen juntas por medio de correas de acero alrededor de las columnas o por medio de un epoxi curado.

Además de dar rigidez mecánica, también reduce el estrés de campo eléctrico alrededor de las esquinas de las columnas.

Han de evitarse huecos a través de las láminas, los cuáles perturbarían la distribución del flujo magnético en el núcleo y provocarían pérdidas adicionales, y calentamientos locales.

En modernos transformadores los aislamientos también se extienden a las abrazaderas del núcleo, para evitar pequeñas perturbaciones en el flujo de dispersión, y pérdidas en el núcleo.

2.1.1.1. Construcción del núcleo apilado y enrollado

En ambos casos, tanto los núcleos tipo columna cómo en los tipo acorazado, el núcleo está hecho de delgadas capas o laminas de acero eléctrico, especialmente desarrollado por sus buenas propiedades magnéticas, en dónde la densidad de flujo fluye de manera natural en la dirección del grano orientado.

Dichas láminas o capas pueden ser enrolladas o apiladas alrededor de las bobinas.

En las chapas apiladas el núcleo tiene gaps (espacios vacíos) en las esquinas, juntas, dónde la dirección del grano cambia y por lo tanto se empobrecen las propiedades magnéticas en dichos vacíos, por interrupciones pequeñas del flujo debido a una mayor reluctancia magnética en dichos puntos.

En los grandes transformadores los núcleos apilados son mucho más comunes, mientras en los pequeños transformadores de distribución, predominan los núcleos enrollados.

Las chapas o láminas en ambos tipos de núcleo son fabricadas con un revestimiento aislante para prevenir altas fugas de corriente eddy, en las corrientes magnetizantes del núcleo.

En el núcleo enrollado, el núcleo es enrollado en una bobina continua, entonces es cortado para poder ser acoplado alrededor de los arrollamientos. El corte se realiza escalonado entre una y otra bobina para así formar una especie de junta en el acople de una bobina de núcleo y otra, lo cuál permite que la transición del flujo en las uniones sea más suave.

En los núcleos apilados, los arrollamientos son cilíndricos y rodean al núcleo. Por tanto la sección transversal del núcleo es circular desde qué se sabe qué maximiza el caudal de flujo magnético.

En la práctica, el núcleo está apilado en pasos escalonados, los cuáles se aproximan a una sección circular, Fig. 2.5.

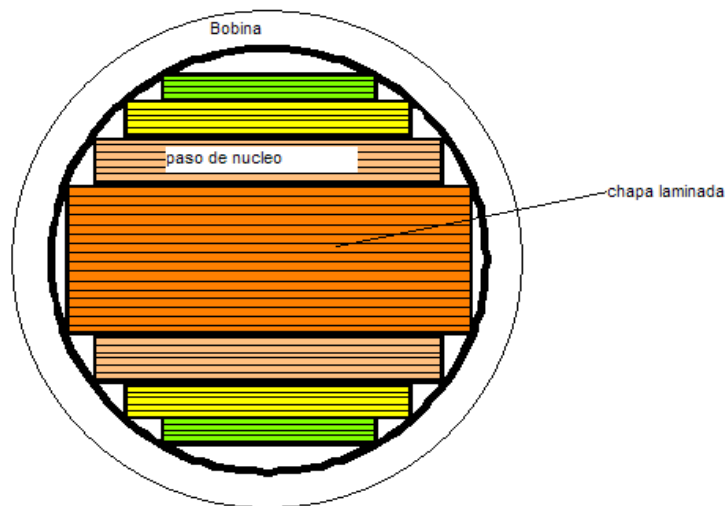


Fig. 2.5. Vista en sección transversal de un núcleo laminado y el arrollamiento.

El espacio entre el núcleo y el interior de la bobina de arrollamiento es necesario para suministrar un claro aislamiento por la diferencia de potencial entre los arrollamientos de alta y baja tensión y el núcleo, el cuál está puesto a tierra aunque también es usado para dar consistencia a la estructura.

A continuación mostraremos cómo optimizar la fabricación de las chapas apiladas, en las esquinas del núcleo, para homogeneizar el flujo magnético circulante y evitar posibles puntos calientes a niveles de sobrecarga.

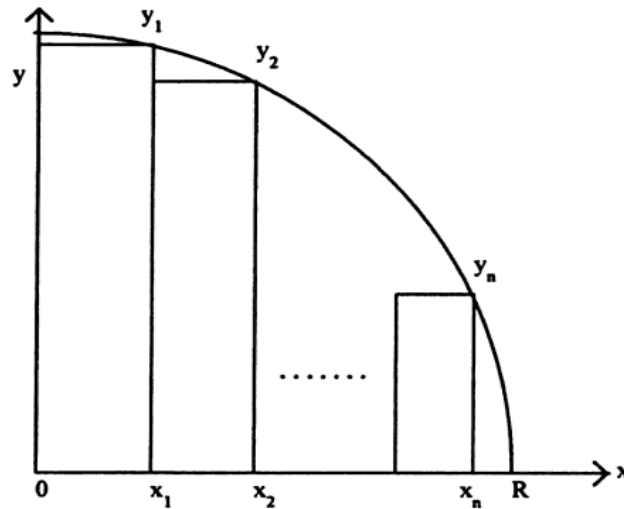


Fig. 2.6 parámetros geométricos para encontrar el modelo óptimo de paso entre placas.

Las esquinas coordinadas deben satisfacer:

$$x_i^2 + y_i^2 = R^2 \quad (2.1)$$

Para un núcleo con “n” pasos, donde “n” se refiere al número de pilas en la mitad de la sección transversal del núcleo.

El área del núcleo A_n , está dada por:

$$A_n = 4 \sum_{i=1}^n (x_i - x_{i-1}) y_i = 4 \sum_{i=1}^n (x_i - x_{i-1}) \sqrt{R^2 - x_i^2} \quad (2.2)$$

Dónde $x_0=0$. Por lo tanto las variables independientes x_i e y_i , pueden determinarse por la expresión (2.1). Para maximizar el área del núcleo (A_n), hay que resolver las n ecuaciones.

$$\frac{\partial A_n}{\partial x_i} = 0 \quad (2.3)$$

Podemos mostrar que

$$\frac{\partial^2 A_n}{\partial x_i^2} < 0$$

Así pues qué esta solución a 2.2 representa un Máximo. Insertando 2.1 en 2.2 y realizando la sustitución algebraica siguiente:

$$(R^2 - x_i^2) \left[x_{i+1}^2 - x_i(3x_i - 2x_{i-1}) \right] + x_i^2(x_i - x_{i-1})^2 = 0, \quad i=1, \dots, n \quad (2.4)$$

En la primera y última ecuación ($i=1$ y $i=n$), necesitamos usar $x_0 = 0$ y $x_{n+1} = R$

Así pues (2.4) representa un conjunto de ecuaciones no lineales, Una solución aproximada a dichas ecuaciones se puede conseguir a través del método de iteración de Newton-Raphson.

Por otro lado estas ecuaciones (2.4) pueden ser normalizadas dividiendo por R^4 , de esta manera la solución de las coordenadas normalizadas x_i/R son independientes de R .

La siguiente tabla (2.1) nos ofrece la solución normalizada para varios números de pasos.

Pasos n	Fracción de circulo ocupada $A_n/\pi R^2$	Coordenadas x Normalizadas x_i/R	
1	.6366	.7071	
2	.7869	.5257, .8506	
3	.8510	.4240, .7070, .9056	
4	.8860	.3591, .6064, .7951, .9332	
5	.9079	.3138, .5336, .7071, .8457, .9494	
6	.9228	.2802, .4785, .6379, .7700, .8780, .9599	
7	.9337	.2543, .4353, .5826, .7071, .8127, .9002, .9671	
8	.9419	.2335, .4005, .5375, .6546, .7560, .8432, .9163, .9723	
9	.9483	.2164, .3718, .4998, .6103, .7071, .7921, .8661, .9283, .9763	
10	.9534	.2021, .3476, .4680, .5724, .6648, .7469, .8199, .8836, .9376, .9793	

Tabla 2.1 Coordenadas x normalizadas, las cuales maximizan el área del núcleo para un número de pasos determinado.

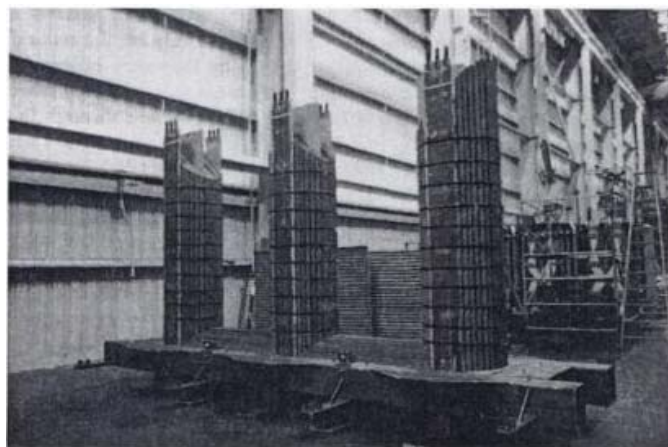


Figura 2.7 Núcleo de paso trifásico para un transformador de columnas sin la culata.

2.1.2. Arrollamientos. [21]

La forma del conductor de arrollamiento en los transformadores de potencia es normalmente rectangular, con el fin de utilizar los espacios disponibles con más efectividad.

Con el aumento del área del conductor, se debe dividir en dos o más conductores paralelos con el fin de mitigar las pérdidas Eddy y facilitar el trabajo en los arrollamientos.

La forma rectangular del elemento del conductor es llamada hilo, la palabra conductor es usada de manera más abstracta para definir al “arrollamiento que transporta corriente”.

Cada hilo es siempre aislado por una lámina de papel o por una laca esmaltada, se llama cable a dos hilos aislados por un recubrimiento de papel común.

La palabra cable es usada para definir la parte más pequeña del conductor desde una perspectiva externa.

Uno o varios cables en paralelo deben llevar la corriente de arrollamiento, en dónde los cables están aislados entre sí por el recubrimiento celulósico, cada cable puede a su vez contener uno o varios hilos en paralelo.

El recubrimiento celulósico se construye de una delgada tira de papel (de apenas unas décimas de micra.) Unos cuantos centímetros de ancho, se arrolla alrededor y a lo largo del hilo cómo indica la siguiente **figura (2.8)**.

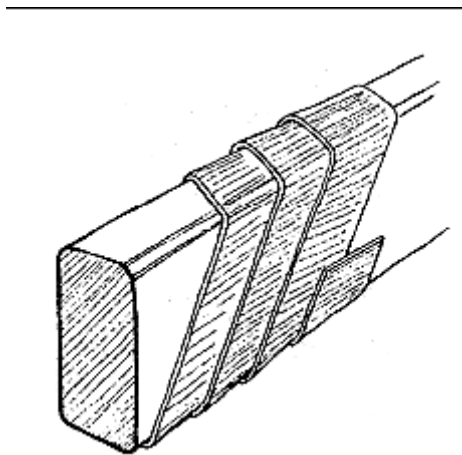


Figura 2.8 Hilo conductor con aislamiento de papel solapado

El papel se recubre y solapa en varias capas, para establecer el espesor total necesario con el fin de tener una consistencia frente a los esfuerzos mecánicos y eléctricos a los que será sometido el hilo y el cable durante toda su vida útil, sobre todo en situaciones críticas de sobrecarga.

Un arrollamiento conductor especial es el cable continuamente traspuesto, Este arrollamiento está formado por dos capas de esmalte lacado aisladas, dispuestas axialmente entre sí.

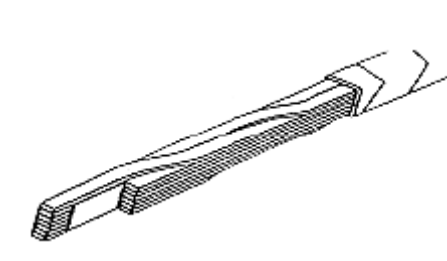


Figura 2.9 cable traspuesto continuo

Cuando el flujo atraviesa todo el ciclo de transposición, todos los bucles de hilos reciben la misma tensión inducida y las corrientes indeseables entre los hilos son evitadas y de esta manera se optimizan las pérdidas en los arrollamientos.

La transposición de hilos se realiza también en conductores convencionales para evitar así, las corrientes circulantes. Este tipo de fabricación se realiza con máquinas especiales durante el proceso de bobinado de arrollamientos.

Si es necesario para incrementar la tensión mecánica, los hilos son recubiertos con un pegamento epoxi, cuyo curado se realiza durante el bobinado.

Por otro lado, para evitar fuertes esfuerzos dieléctricos puntuales y puntos calientes, la superficie del conductor está pulida para evitar poros indeseables.

El material conductor es normalmente recocido cuando empieza el laminado del papel aislante.

Debido a qué a la debilidad mecánica del material conductor, y con el fin de soportar los esfuerzos mecánicos en las sobrecargas y cortocircuitos, algunas veces es necesario incrementar la robustez mecánica del material con tratamientos mecánicos en frío, típicos para el endurecimiento de metales.

En los grandes transformadores de potencia tiene mayor influencia de cara a la fabricación y a las dimensiones del arrollamiento, aspectos referentes a las corrientes de corto-circuito antes que aspectos térmicos o de pérdidas.

Los arrollamientos pueden ser divididos en cuatro tipos principales:

- Arrollamiento tipo capa.
- Arrollamiento tipo helicoidal.
- Arrollamiento tipo disco
- Arrollamiento tipo lámina.

El número de vueltas y la corriente en el arrollamiento primario determinará la elección del tipo de arrollamiento.

Los arrollamientos de capa en grandes transformadores se usan para los arrollamientos de regulación.

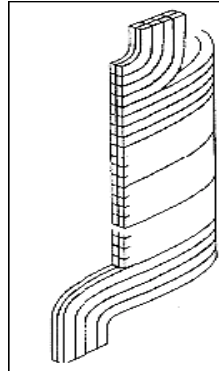


Figura 2.10 Arrollamiento de regulación en diseño tipo capa.

Los arrollamientos helicoidales pueden ser vistos cómo una variante del arrollamiento multicapas pero con espacios entre vuelta o hilo de arrollamiento.

Este tipo de bobinado es adecuado para soportar altas corrientes, donde la corriente se reparte entre varios hilos paralelos.

Las dimensiones de cada hilo pueden ser razonablemente pequeñas y de esta manera disminuir las pérdidas por corrientes Eddy.

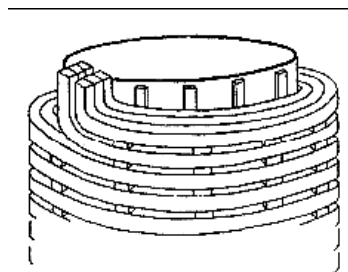


Figura 2.11 arrollamiento helicoidal

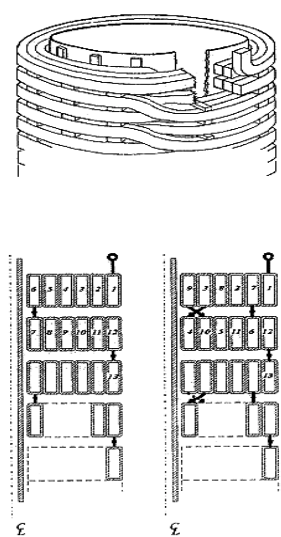


Figura 2.12 arrollamiento tipo disco.

Los arrollamientos tipo disco son usados para un gran número de vueltas y corrientes relativamente pequeñas.

Se construye de un número de discos de bobina conectados en serie – figura 2.13

En general se eligen este tipo de arrollamientos frente a los helicoidales cuando el número de vueltas de bobinado requerido es muy alto.

La principal ventaja de los arrollamientos tipo lámina, es su capacidad de soportar las fuerzas electromagnéticas creadas por las corrientes de corto-circuito.

También tienen otra ventaja añadida y es el corto tiempo de fabricación.

Es pues bastante importante conocer el grado de carga temporal del transformador que va a ser puesto en servicio, para poder elegir el tipo de arrollamiento más adecuado a las necesidades de carga, corrientes nominales y tiempos de sobrecarga aproximados son datos importantes a tener en cuenta en la construcción de los arrollamientos.

2.1.3 Cambiador de tomas en carga. [22]

Cómo es lógico a efectos de las sobrecargas, los cambiadores de tomas en carga juegan un papel importante en la operación del transformador.

Describiremos brevemente los esquemas de los cambiadores tipo (OLTC) cambiador de tomas de operación en línea:

- Conmutación Lineal (L)
- Conmutación más/menos o tipo inversor (R)
- Conmutación grueso/fina o tipo gran escalón(D)

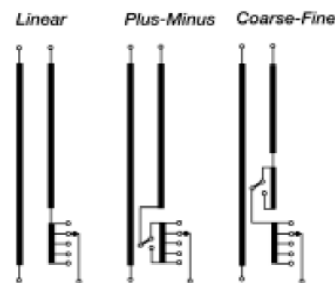


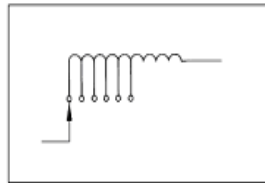
Figura 2.13 esquema de cambiadores de tomas en carga

Para una regulación de no más del 10 % de la tensión nominal se usa el tipo lineal.

En rangos de mayor regulación se usa el tipo más/menos o el grueso/fino.

Conmutación lineal (Tipo L)

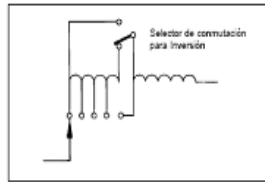
El margen de regulación es igual a la tensión del bobinado de tomas. No se utiliza selector de conmutación.



Conmutación lineal (Tipo L).

Selector de conmutación para inversión (Tipo R)

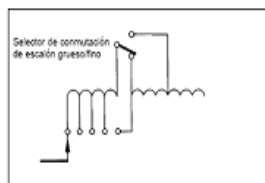
El selector de conmutación amplía el margen de regulación a dos veces la tensión del bobinado de tomas, conectando el bobinado principal a diferentes extremos del bobinado de regulación.



Conmutación más/menos (inversión) (Tipo R).

Selector de conmutación para escalón grueso/fino (Tipo D)

En la conmutación tipo D, el selector de conmutación amplía el margen de regulación a dos veces la tensión del bobinado de tomas, conectando o desconectando el bobinado de regulación grueso.



Conmutación de escalón grueso/fino (Tipo D).

Figura 2.14 esquemas de conmutación

Esta parte del transformador es también susceptible de calentamientos, tanto en los contactos de regulación como en las resistencias de transición.

Es muy importante realizar un diseño óptimo en los cambiadores de tomas para que puedan soportar los calentamientos de la corriente nominal y corrientes de sobrecarga, ya que este dispositivo nunca debe condicionar la cargabilidad del transformador.

La corriente nominal de paso es normalmente la misma que la corriente más alta de las tomas, esta corriente determina el dimensionamiento de las resistencias de transición y la duración de los contactos.

2.1.4 Cuba [21]

La cuba es el principal contenedor de aceite y la protección de las partes activas del transformador, también sirve de estructura para el soporte de accesorios y equipos de control.

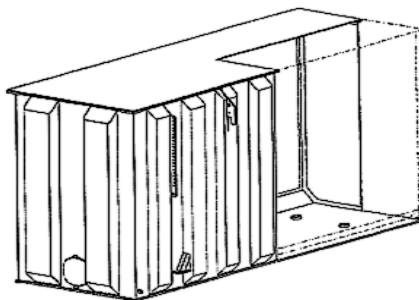


Figura 2.15 cuba de protección.

Antes de llenar la cuba con el aceite aislante, a la parte activa en su interior se le hace el vacío, a fin de eliminar todo el aire que podría poner en peligro la resistencia dieléctrica del aislamiento del transformador.

Consecuentemente la cuba está diseñada para resistir la presión atmosférica sin ninguna deformación.

La estanqueidad interior (sobre-presión) y exterior (atmósfera) es verificada a través de ensayos adecuados al tipo de transformador.

La cuba está diseñada para soportar y permitir la expansión del aceite con el aumento de temperatura, esta expansión se realiza en una vasija denominada conservador.

Gracias a un diafragma se limpia y deshumece el aire del conservador, ya que las impurezas y humedades perjudican la homogeneidad del dieléctrico, papel aislante y por tanto su envejecimiento.

Gracias a este depósito también mantenemos constante la presión interior de la cuba, expulsando el gas sobrante que resulta de un calentamiento excesivo del aceite provocado por una sobrecarga en el transformador.

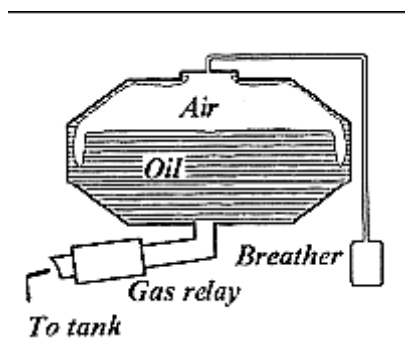


Figura 2.16 Depósito conservador

2.1.5 Bornas. [21]

Las bornas, son el accesorio que llevan la conexión desde el aislamiento medio del transformador hasta el aislamiento exterior a la cuba que en la mayor parte de los casos es aire, y en las nuevas subestaciones compactas suele ser SF₆ (hexa-fluoruro de azufre).

En el diseño de transformadores con gas, la parte baja de la borna tiene que extenderse para llegar dentro del aislamiento medio del transformador.

Las bornas suministran el aislamiento necesario entre la conexión de los arrollamientos eléctricos y la parte principal de la cuba, la cuál está conectada a tierra. También suministra el aislamiento necesario con el medio externo (aire). Y además necesitan poder soportar la evacuación de la corriente de consumo, lo cuál genera puntos calientes en las partes más cercanas al conductor. Son por tanto un punto crítico en lo referente a sobrecargas.

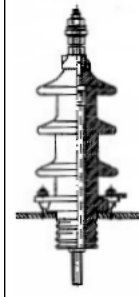


Figura 2.17 Borna del arrollamiento de baja tensión.

Una borna simple aceite-aire de un arrollamiento de baja tensión, debe tener una barra de material conductor dentro de un tubo de porcelana, el cuál tiene un cable central de corriente de transporte, normalmente cobre. Y el aislamiento es una combinación de conchas de porcelana y aceite del transformador.

Los límites normales de trabajo para esta porcelana simple son de 45 KV de tensión y hasta 10 KA de corriente. El estudio de nuevas porcelanas y materiales plásticos consiguen disminuir los niveles de descargas parciales, los cuáles son indeseables en explotación.

También las técnicas de fabricación de los materiales cerámicos persiguen mayor pureza molecular para evitar calentamientos por defectos estructurales en el aislante sólido, sobre todo ante niveles de sobrecarga.

2.1.6. Sistema de refrigeración. [19]

Los equipos de refrigeración recogen el aceite caliente de la parte alta de la cuba (mayor temperatura) y lo retornan a la parte baja de la cuba (menor temperatura).

La gestión de la refrigeración puede ser vista cómo dos circuitos térmicos independientes de aceite.

Un circuito interno que transfiere las pérdidas de energía que se producen en la superficie de los arrollamientos hacía el aceite.

Y un segundo circuito que evacua esa energía desde el aceite hacía el exterior a través de la cuba y esta a su vez hacia el exterior a través del aire.

Cómo en cualquier sistema de evacuación de calor se puede utilizar la convección natural de los medios refrigerantes o la convección forzada.

En este sentido es muy útil poder forzar tanto la circulación del aceite refrigerante en el circuito interno a través de bombas y la circulación del aire en el circuito externo a través de ventiladores, de esta manera podremos evacuar más energía en menos tiempo y por tanto poder llevar al transformador a puntos de trabajo de mayor sobrecarga.

Atendiendo a estas técnicas de refrigeración y combinación de las mismas la IEC 60076-7 [11] determina los siguientes tipos de refrigeración:

ONAN Aceite Natural – Aire Natural
ONAF Aceite Natural – Aire Forzado
OFAN Aceite Forzado – Aire Natural
OFAF Aceite Forzado – Aire Forzado
OFWF Aceite Forzado – Agua Forzada

En el capítulo 6 indicaremos cuáles son los límites de sobrecarga dependiendo del sistema de refrigeración utilizado y la dependencia con la temperatura más caliente del arrollamiento.

2.2 PLACA DE CARACTERÍSTICAS Y MAGNITUDES RELACIONADAS CON LA SOBRECARGA

Cada transformador llevará una placa de características de material resistente a la intemperie, fijada en un lugar visible y que recoja las indicaciones enumeradas a continuación.

- a) Tipo de transformador (por ejemplo, transformador, autotransformador, adicionador – sustractor, etc).
- b) Número de esta Norma.
- c) Nombre del fabricante.
- d) Número de serie del fabricante.
- e) Año de fabricación.
- f) Número de fases.
- g) Potencia Nominal (en KVA o MVA) (para los transformadores de más de 2 arrollamientos, se dará la potencia nominal de cada uno de ellos. Se indicarán también las combinaciones de cargas, salvo si la potencia nominal de uno de los arrollamientos es igual a la suma de las potencias nominales de los otros arrollamientos).
- h) Frecuencia asignada (en Hz).
- i) Tensiones nominales (en V o KV) y extensión de tomas.
- j) Corrientes nominales (en A o KA).

k) Símbolo de acoplamiento.

l) Impedancia de cortocircuito, valor medido expresado en tanto por ciento.

m) Tipo de refrigeración (si el transformador tiene varios métodos de refrigeración, los valores de las potencias correspondientes pueden expresarse en tanto por ciento de la potencia nominal, por ejemplo **ONAN/ONAF 70/100%**).

n) Masa total.

o) Masa del aceite aislante.

Informaciones complementarias a dar en algunos casos:

a) Para transformadores con uno o más arrollamientos cuya “Tensión más elevada para el material” U_m sea igual o superior a 3,6 KV:

Anotación abreviada de los niveles de aislamiento (tensiones de impulso), según la normativa **CEI** en vigor.

b) Para transformadores con un arrollamiento con tomas, las particularidades de las tomas son las siguientes:

Para transformadores con una extensión de tomas que sobrepasa el $\pm 5\%$: una tabla indicando la tensión de toma, la corriente de toma y la potencia de toma, para todas las tomas. Además se indicará el valor de la impedancia de cortocircuito para la toma principal y por lo menos para la toma extrema, preferentemente expresado en ohmios por fase con referencia a un arrollamiento específico.

c) Calentamiento del aceite en la parte superior y de los arrollamientos (si no son valores normales). Cuando se especifica un transformador para su instalación en altitud elevada, este hecho se indicará, junto con información sobre los valores reducidos de calentamiento válidos para condiciones ambientales normales, o la carga reducida que resultará en un calentamiento normal a altitud elevada (transformador estándar con capacidad normal de refrigeración).

d) Líquido aislante, si no es aceite mineral.

e) Esquema de conexión (en el caso de que el símbolo de acoplamiento no dé la indicación completa en relación con las conexiones internas). Si las conexiones se pueden cambiar en el interior del transformador, esto se indicará en otra placa, o mediante placas de características, duplicadas. Se indicarán las conexiones que han sido realizadas en fábrica.

- f) Masa para el transporte (para los transformadores cuya masa total sobrepase las 5t).
- g) Masa de desencubado (para los transformadores cuya masa total sobrepase las 5t).
- h) Resistencia al vacío de la cuba.

Además de la placa principal de características con la información indicada anteriormente, el transformador llevará placas con la identificación y características de los equipos auxiliares de acuerdo con las normas para tales equipos (pasa tapas, cambiadores de tomas, transformadores de corriente, equipos especiales de refrigeración).

Las magnitudes de la placa de características que más útiles van a ser de cara al objetivo del proyecto, ya sea para realizar cálculos o dimensionar la capacidad de carga máxima del transformador son:

Potencia nominal y Corrientes nominales y sistemas de refrigeración. → Factor de carga (K), cargabilidad del transformador.

Tensiones nominales → grado de envejecimiento de aislamientos.

Masa total, masa del aceite. → Magnitudes necesarias para cálculos de constantes térmicas.

CAPITULO 3

CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En este capítulo se abordan los tipos de cargas en transformadores de potencia. En el apartado 3.1 se reflejan ejemplos de carga que se presentan en diferentes transformadores (transformadores de central, transformadores de alimentación a núcleos urbanos, etc.).

En el apartado 3.2 se presentan los tres tipos de sobrecargas contemplados en la norma **IEC 60076-7** [11] para el cálculo de las sobrecargas admisible en transformadores de potencia, así como los límites térmicos y de carga que no deben sobrepasarse durante las mismas.

La norma americana **Std C57.91-1995** [12] define tres tipos de regímenes de sobrecarga (además del régimen de carga con expectativa de vida normal). En el apartado 3.3 se presentan dichos límites así como los límites térmicos y de carga que no deben sobrepasarse.

3.1. TIPOS DE TRANSFORMADORES SEGÚN EL PERFIL DE CARGA

En los siguientes apartados representaremos perfiles de carga de algunos tipos de transformadores de potencia conectados a la red y realizaremos un breve análisis de la forma de la curva característica, así como la interrelación entre la sobrecarga y el tipo de carga.

3.1.1 TRANSFORMADORES DE ALIMENTACIÓN A POBLACIÓN

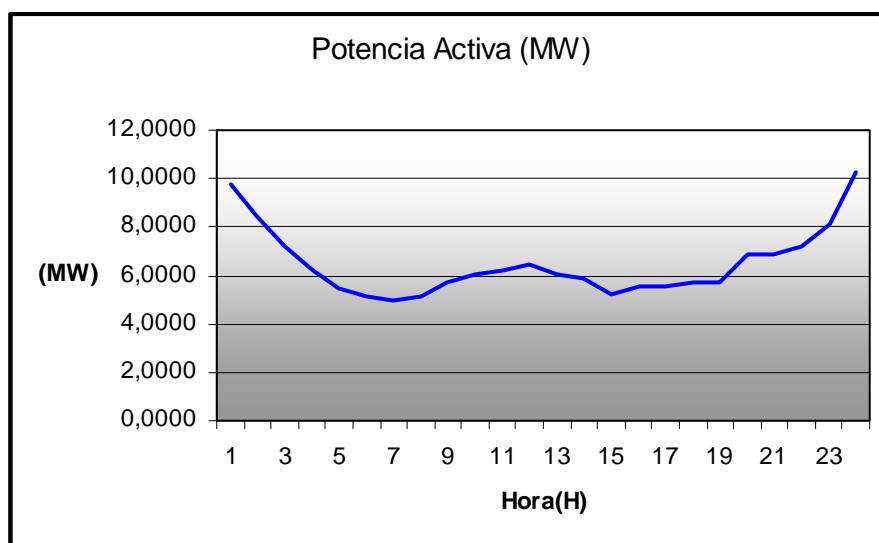


Figura 3.1.1a - Perfil de carga ejemplo de suministro a población con Tarifa nocturna

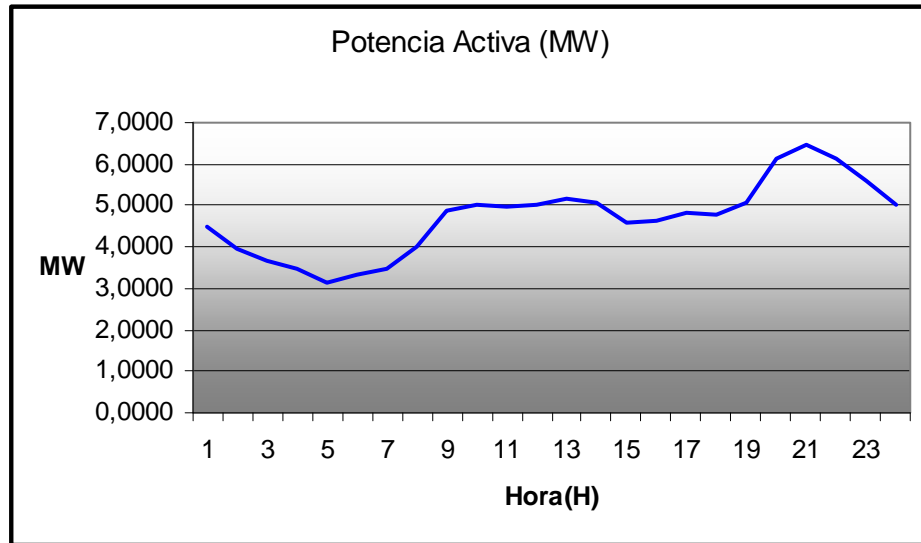


Figura 3.1.1b - Perfil de carga ejemplo de suministro a población sin Tarifa nocturna

En los dos ejemplos anteriores podemos apreciar cómo el perfil de carga es bastante homogéneo pero razonablemente previsible, en este caso en la figura 3.1.1.a podemos apreciar la tarifa nocturna, mientras que en el segundo caso 3.1.1.b no se aprecia el consumo de Tarifa nocturna, pese a que son dos transformadores de población.

Los transformadores pueden ser sobrecargados en periodos críticos dependiendo de la zona en dónde se encuentren, verano e invierno, meses en dónde generalmente se producen los picos de mayor consumo de energía, debido al frío (calefacciones) y al calor (Climatizadores).

3.1.2 TRANSFORMADORES DE ALIMENTACIÓN A INDUSTRIAS

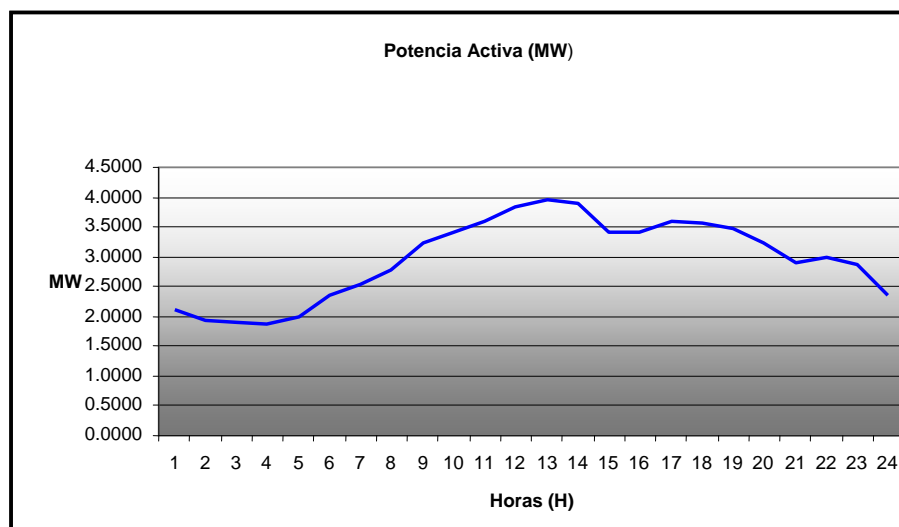


Figura 3.1.2 - Perfil de carga ejemplo de suministro a P. Industrial

En este tipo de cargas, los transformadores tienen una curva de demanda entorno al horario laboral, desde las 6 de la mañana hasta las 7 u 8 de la tarde, en donde la demanda tiende a disminuir coincidiendo con el cierre de las fábricas, y un par de horas valle, entre la una y las tres de la tarde coincidiendo con el horario de la comida.

Normalmente la demanda de potencia reactiva en los polígonos industriales es bastante importante, por la existencia de máquinas eléctricas, motores asíncronos, motores síncronos, hornos de arco, etc. Por lo que en este tipo de transformadores la potencia aparente toma una medición relevante de los posibles calentamientos por sobrecarga en los arrollamientos y núcleo del transformador, no sólo por la potencia activa sino también la potencia reactiva toma un papel importante en cuanto a calentamientos de los puntos críticos del transformador.

3.1.3 TRANSFORMADORES DE ALIMENTACIÓN A SUBESTACIONES DE TRACCIÓN FERROVIARIA

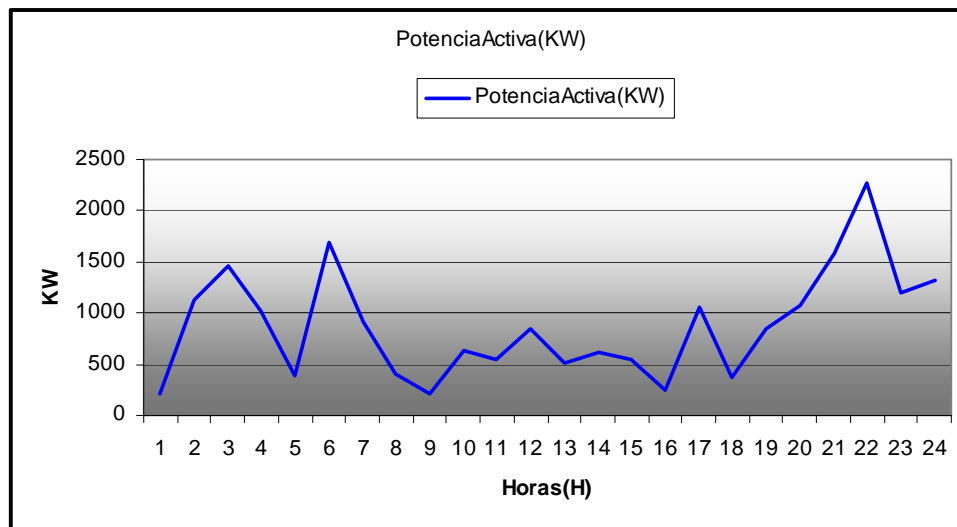


Figura 3.1.3a - Potencia Activa ejemplo de un transformador de alimentación a Tracción ferroviaria

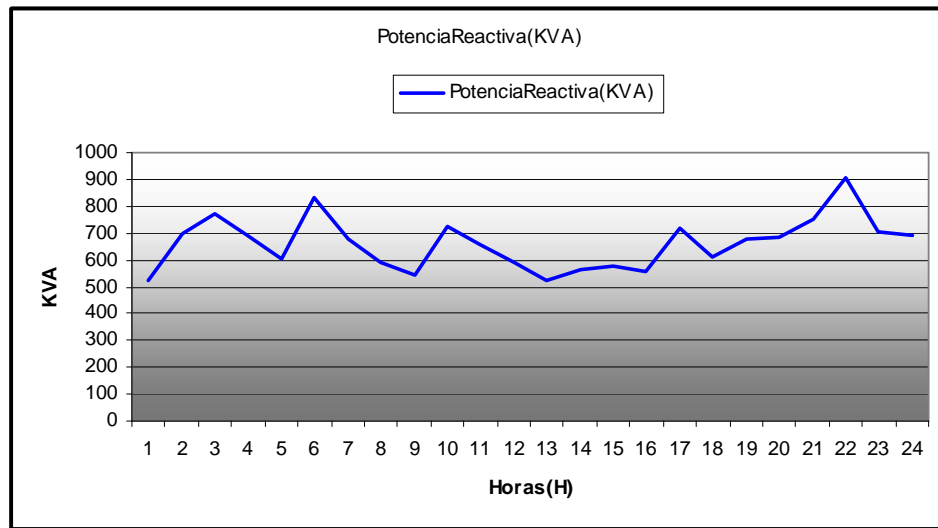


Figura 3.1.3b - Potencia Reactiva ejemplo de un transformador de alimentación a Tracción ferroviaria

Podemos apreciar en las figuras 3.1.3a y 3.1.3b que la curva de consumo característica de este tipo de transformadores es muy irregular, es la menos homogénea e imprevisible. Tipo diente de sierra, cómo es lógico en la arbitrariedad de la demanda en las máquinas de tracción ferroviaria, siendo de valor máximo en los arranques y frenadas y de valor más suave en trayectos de velocidad constante.

La característica más destacable en este tipo de cargas es la cantidad de armónicos que generan en la red de suministro y el consumo de potencia reactiva.

Importantísimo intentar regular la potencia reactiva con baterías de condensadores, ya que estas cargas son las que más perjudican la calidad de la onda en el suministro de los alrededores.

En este tipo de transformadores tienen un carácter más importante las sobrecargas de corta duración, ya que son las que priman en tracción ferroviaria con picos muy altos en poco espacio de tiempo, por lo qué el grado de sobrecarga crítica puede ser de un 80% por encima de la potencia nominal. Aunque este valor depende del tamaño del transformador en cuestión.

3.1.4 TRANSFORMADORES DE CENTRAL DE GENERACIÓN

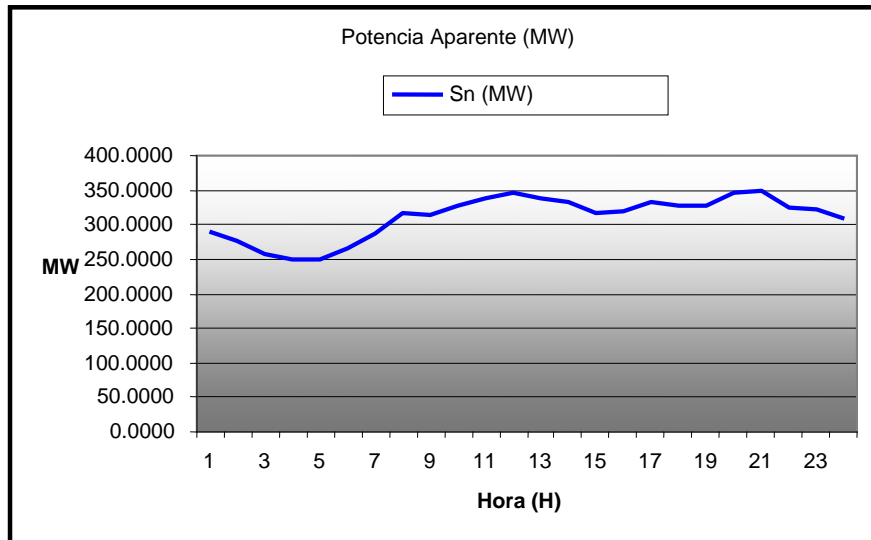


Figura 3.1.4a - Perfil de carga ejemplo de grupo generador de central

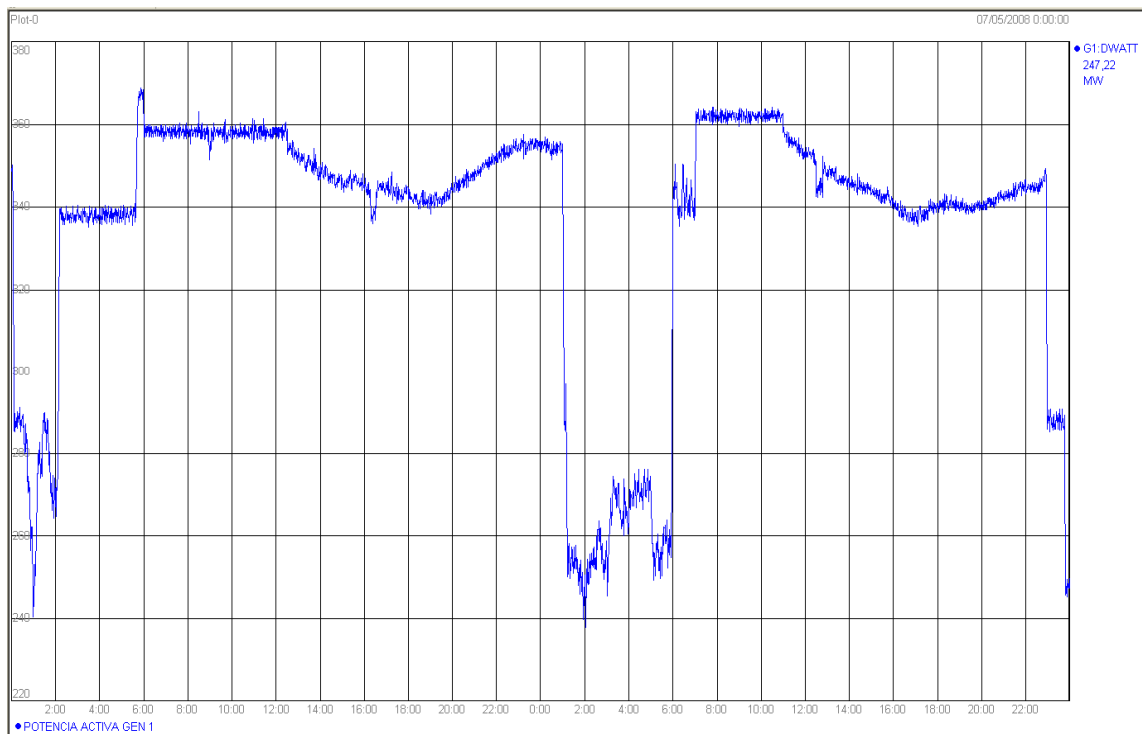


Figura 3.1.4b - Potencia Activa - generada monitorizado en un fragmento de 48 horas

En la figura 3.1.6 podemos apreciar la capacidad de regular carga en un corto espacio de tiempo, esta cantidad de pérdida de carga entre las dos y las 6 de la mañana puede deberse a exigencias del operador del sistema o a la casación del mercado intradiario.

Los Transformadores de centrales de generación, en este caso un Ciclo Combinado tienen un perfil de curva de carga muy parecido durante todo el año, y suele ser una curva más plana que en el caso de transformadores de distribución o reparto a población.

Dado el carácter actual de este tipo de centrales las cuales tienen bastante capacidad de maniobra para regular potencia en un corto espacio de tiempo, la curva no es tan plana como en una central nuclear, en donde los parámetros de control del reactor, tienen un tiempo de respuesta y no es bueno de cara a la estabilidad del reactor una maniobra brusca en la pérdida o generación de carga.

Por otro lado la curva característica no difiere mucho dependiendo de la estación del año, como en otro tipo de transformadores. En general este tipo de curva de potencia suele ser bastante homogénea aunque eso dependerá del tipo de central en la que se encuentre el transformador.

Los transformadores de tipo central hidráulica presentarían una curva característica mucho más irregular que el de la figura 3.1.6

Esto es debido a la gran capacidad de respuesta de este tipo de centrales frente a pequeñas demandas o ajustes de carga entre generación y consumo.

Para este tipo de transformadores la sobrecarga de larga duración puede ser de un 30% y la de corta duración de un 50%, con los tiempos que establece la normativa IEC 60076-7 [11] para los dos tipos de sobrecargas.

3.2. CICLOS DE CARGA DEFINIDOS EN LA NORMA IEC 60076-7 [11]

Se entiende por Carga Cíclica (o ciclo de carga) la variación del grado de carga de un transformador respecto al tiempo (el ciclo generalmente es de 24 horas) durante el cual se puede calcular el grado de envejecimiento que ha tenido un determinado transformador.

Régimen de carga cíclica Normal:

Se determina como régimen de carga cíclica normal a aquel en donde el envejecimiento térmico medio en todo el ciclo no ha superado el valor de envejecimiento normal de referencia.

A efectos de planificación, se puede extender este principio a largos periodos de tiempo durante los cuales los ciclos con velocidad de envejecimiento superior a uno son compensados por los ciclos cuya velocidad de envejecimiento es menor que uno.

Régimen de sobrecarga de emergencia de larga duración:

Este tipo de sobrecarga resulta de la indisponibilidad de alguno o algunos elementos de la RED, por un periodo mayor de 30 minutos, pueden deberse a descargos planificados o averías de larga duración.

En donde la sobrecarga del transformador por ser de larga duración y en algunos casos la duración indeterminada, puede perjudicar y dañar seriamente los aislamientos del transformador.

En este caso hay que estimar los tiempos de sobrecarga en la medida de lo posible y considerar el riesgo de llevar al transformador a los límites estipulados en la norma IEC 60076-7 [11] a efectos de costes.

Régimen de sobrecarga de emergencia de corta duración:

Tipo de carga excepcionalmente alta, de naturaleza transitoria (menos de 30 min.) debida a la ocurrencia de acontecimientos poco probables que suponen una seria perturbación para el sistema de carga normal.

Estos casos suelen darse por problemas transitorios de estabilidad de la RED global, caídas de tensión en algún punto de la RED, desestabilización de la Frecuencia de Red, etc.

En estos casos es el operador del sistema quien opera en beneficio de todos. (Red Eléctrica de España).

Un aspecto muy importante en el análisis de la capacidad de carga de un transformador de potencia, son los límites de carga los cuáles van directamente ligados a las temperaturas máximas admisibles de los materiales, originadas por las corrientes de paso.

La tabla 3.2 muestra los límites tanto de temperatura como de corriente para los tres tipos de sobrecarga reflejados en la normativa actual (IEC 60076-7- 2005) [11]

Tipos de carga	Transformadores de distribución (ver nota1) < 2.5 MVA	Transformadores de media potencia (ver nota1) >2.5MVA	Transformadores de gran potencia (ver nota1) >100MVA
Ciclo de carga normal			
Corriente (p.u.)	1,5	1,5	1,3
Temperatura del punto más caliente del arrollamiento y partes metálicas en contacto con el aislante celulósico. (°C)	120	120	120
Temperatura del punto más caliente de otros metales (en contacto con el aceite, papel arámida, materiales de fibra de vidrio, etc. (°C)	140	140	140
Temperatura de la capa superior de aceite (°C)	105	105	105
Sobrecarga de emergencia de larga duración.			
Corriente (p.u.)	1,8	1,5	1,3
Temperatura del punto más caliente del arrollamiento y partes metálicas en contacto con el aislante celulósico. (°C)	140	140	140

Tipos de carga	Transformadores de distribución (ver nota1) < 2.5 MVA	Transformadores de media potencia (ver nota1) >2.5MVA	Transformadores de gran potencia (ver nota1) >100MVA
Temperatura del punto más caliente de otros metales (en contacto con el aceite, papel aramida, materiales de fibra de vidrio, etc. (°C))	160	160	160
Temperatura del aceite de arriba (°C)	115	115	115
Sobrecarga de emergencia de corta duración.			
Corriente (p.u.)	2,0	1,8	1,5
Temperatura del punto más caliente del arrollamiento y partes metálicas en contacto con el aislante celulósico. (°C)	Ver nota2	160	160
Temperatura del punto más caliente de otros metales (en contacto con el aceite, papel aramida, materiales de fibra de vidrio, etc. (°C))	Ver nota2	180	180
Temperatura de la capa superior de aceite (°C)	Ver nota2	115	115
<p>Nota1: Los límites de temperatura y corriente no se producen de forma simultánea La corriente debe ser limitada al un valor inferior al mostrado para cumplir el límite de temperatura especificado. Si la corriente es el factor más restrictivo, la temperatura debe ser limitada al valor más bajo que cumpla el límite de corriente requerido.</p> <p>Nota2: Los límites de corriente de carga, temperatura del punto más caliente, temperatura del aceite y temperatura de otras partes metálicas de los arrollamientos y cables indicadas esta tabla (3.2), no deben ser excedidos. No se ha fijado ningún límite para el aceite ni para la temperatura del punto más caliente bajo una sobrecarga de emergencia de corta duración porque generalmente es difícil controlar la duración de la sobrecarga en este caso. Se debe resaltar que cuando la temperatura del punto más caliente sobrepasa los 140°C las burbujas de gas que pueden aparecer en el seno del aceite, pueden comprometer la rigidez dieléctrica.</p>			

Tabla 3.2 – Corriente y temperatura límites aplicables a sobrecargas de Potencia en la IEC 60076-7 [11]

3.3 RÉGIMENES DE CARGA CONTEMPLADOS EN EL STD. IEEE C57.91

La norma IEEE C57.91 [12] define los siguientes tipos de carga:

Carga con expectativa de vida normal

La carga base de un transformador de potencia para una expectativa de vida normal es una carga continua con potencia nominal de salida en las condiciones normales que se indican en la normativa IEEE C57.91 [12]. Se supone que la operación en estas condiciones es equivalente a la operación a una temperatura ambiente promedio de 30 °C para el aire refrigerante ó 25 °C para el agua refrigerante.

La expectativa de vida normal es la que se tendría si el transformador operase a una temperatura continua en el punto más caliente de los conductores de 110 °C (ó una temperatura variable equivalente con un máximo de 120 °C en cada período de 24 horas) (figura 3.3.1). La temperatura de 110 °C en los puntos más calientes está basada en un calentamiento de 80°C en el punto más caliente sumada a la temperatura ambiente promedio estándar de 30 °C.

Los transformadores pueden trabajar por encima de la temperatura promedio en los puntos más calientes de 110 °C durante períodos cortos siempre que trabajen durante períodos mucho más largos a temperaturas por debajo de 110 °C. Esto es debido al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo y por consiguiente permite que cargas por encima de las especificaciones se lleven a cabo de forma segura en condiciones múltiples sin afectar la expectativa de vida normal del transformador.

Las ecuaciones dadas en el capítulo 6 pueden utilizarse para calcular las temperaturas en los puntos más calientes y las temperaturas del aceite superior en función de la carga para una expectativa de vida normal.

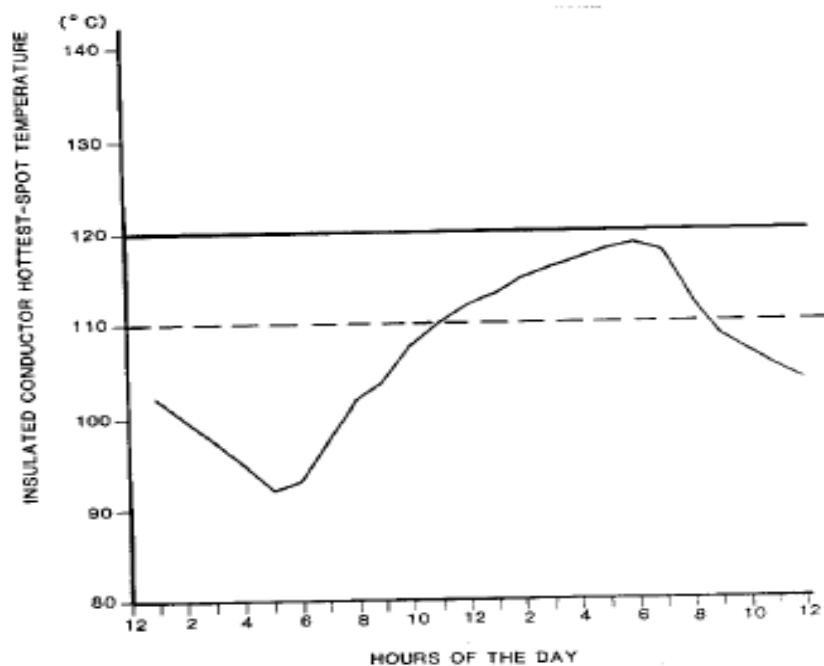


Fig. 3.3.1 Gráfica de carga con expectativa de vida normal [12]

Carga planificada por encima de la carga nominal

La carga planificada por encima de la carga nominal da como resultado que o bien la temperatura de los conductores en los puntos más calientes o bien la temperatura de la capa superior de aceite excedan las temperaturas sugeridas en tabla 3.3 para cargas con expectativa de vida normal, y el usuario las acepta como una carga normal, planificada repetitiva.

	Carga con expectativa de vida normal	Carga planificada por encima de la carga nominal	Sobrecarga de emergencia de larga duración	Sobrecarga de emergencia de corta duración
Temperatura del punto más caliente del conductor, °C	120	130	140	180
Temperatura del punto caliente de otras partes metálicas en contacto y no en contacto con el aislamiento, °C	140	150	160	200
Temperatura de la capa superior, °C	105	110	110	110

Tabla 3.3 – Temperaturas límites aplicables a sobrecargas de Potencia en La IEEE C57.91 [12]

La carga planificada por encima de la carga nominal está determinada por la condición en que un transformador es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de 120°C-130°C (figura 3.3.2).

El tiempo en que un transformador opera dentro del rango de 120°C-130°C tiene que determinarse a partir de los cálculos de pérdida de vida del aislamiento, teniendo en cuenta el ciclo específico de carga. Las características de este tipo de carga son fallos no sistemáticos, incidencias regulares y comparativamente frecuentes y, la expectativa de vida es menor que en caso de la carga nominal.

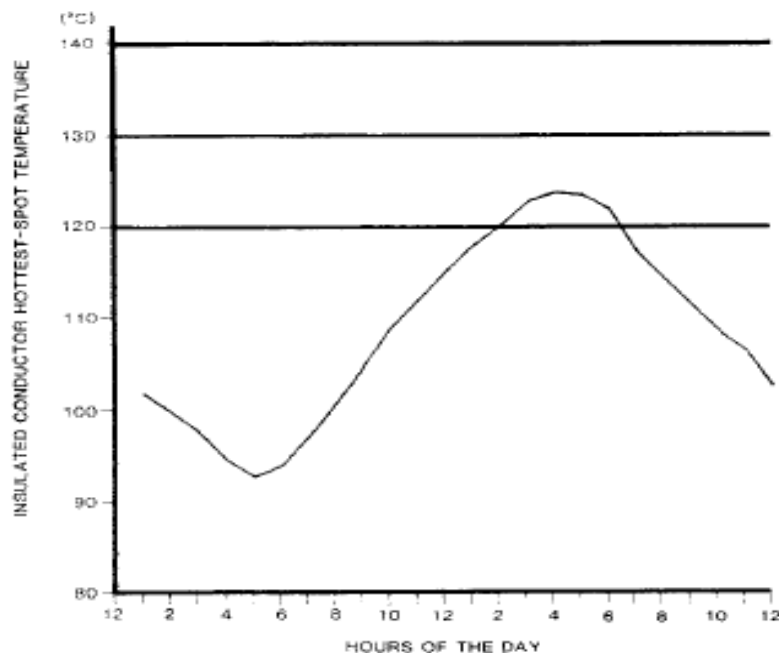


Fig. 3.3.2 Gráfica de carga por encima de la carga nominal [12]

Carga de emergencia de larga duración

Una carga de emergencia de larga duración es el resultado de una puesta fuera de servicio prolongada de algún elemento de la red y causa que la temperatura en los puntos más calientes de los conductores ó la temperatura del aceite superior excedan la temperatura sugerida para una carga planificada por encima de la carga nominal. Esta no es una condición normal de operación, pero puede persistir durante algún tiempo. Es deseable que este tipo de cargas sean poco frecuentes en la vida del transformador (dos o 5 veces) cada acontecimiento puede durar varios meses, y el riesgo es mayor que en caso de carga planificada por encima de la carga nominal. Se puede aplicar cargas de

emergencia por largo tiempo en transformadores que llevan cargas continuas estables, pero hay que determinar si la pérdida de vida del aislamiento es aceptable. La temperatura máxima del aceite no debe nunca exceder los 110°C.

La carga de emergencia de larga duración está determinada por la condición en que un transformador de potencia es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes quede dentro del rango de temperaturas de 120°C-140°C. La figura 3.3.5a) ilustra un ejemplo de un perfil de carga de emergencia de larga duración.

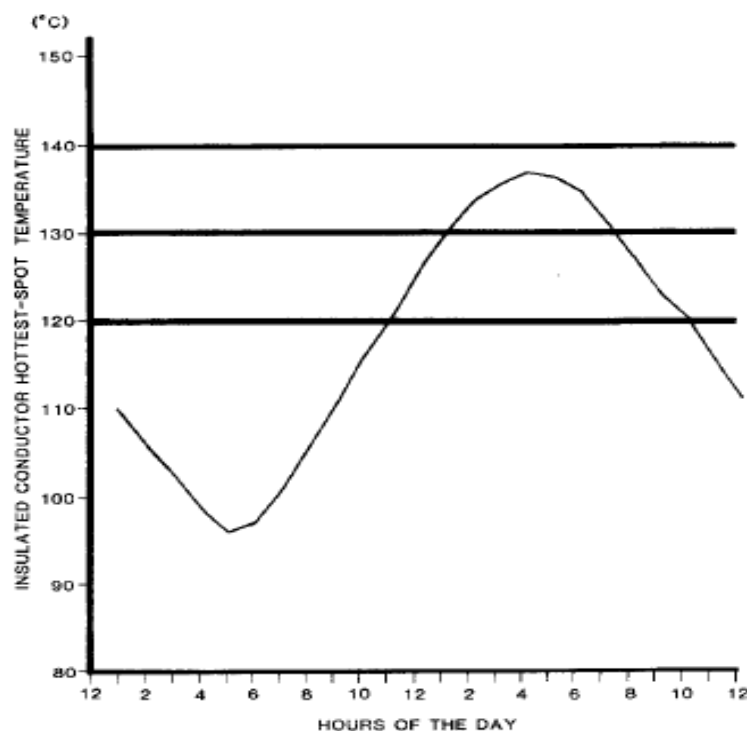


Fig. 3.3.3 a) Gráfica de carga emergencia de larga duración [12]

Carga de emergencia de corta duración

Una carga de emergencia de corta duración es una carga excepcionalmente grande originada por uno o varios acontecimientos improbables que perturban seriamente la carga normal de la red y causan que la temperatura en los puntos más calientes de los conductores ó la temperatura del aceite superior exceda los límites de temperatura sugeridos para cargas planificadas por encima de la carga nominal.

Una carga de emergencia de corta duración está determinada por una condición de carga en que el transformador es cargado de tal forma que su temperatura en los puntos más calientes sea de hasta 180°C durante un tiempo breve. La figura 3.5b) ilustra un ejemplo de un perfil de carga de emergencia por corto tiempo.

En tabla 3.3 se presentan las temperaturas sugeridas por la norma IEEE para el punto más caliente. La temperatura del aceite superior no tiene que exceder nunca los 110°C. Esperamos que este tipo de carga, con mayor riesgo, ocurra con poca frecuencia (uno o dos acontecimientos en el tiempo de vida normal del transformador), y el riesgo es mayor que en caso de una carga de emergencia de larga duración. La aceptación de estas condiciones por poco tiempo puede ser preferible a otras alternativas. Hay que realizar cálculos para determinar si la pérdida de vida del aislamiento durante la emergencia de corta duración es aceptable para el ciclo específico de carga.

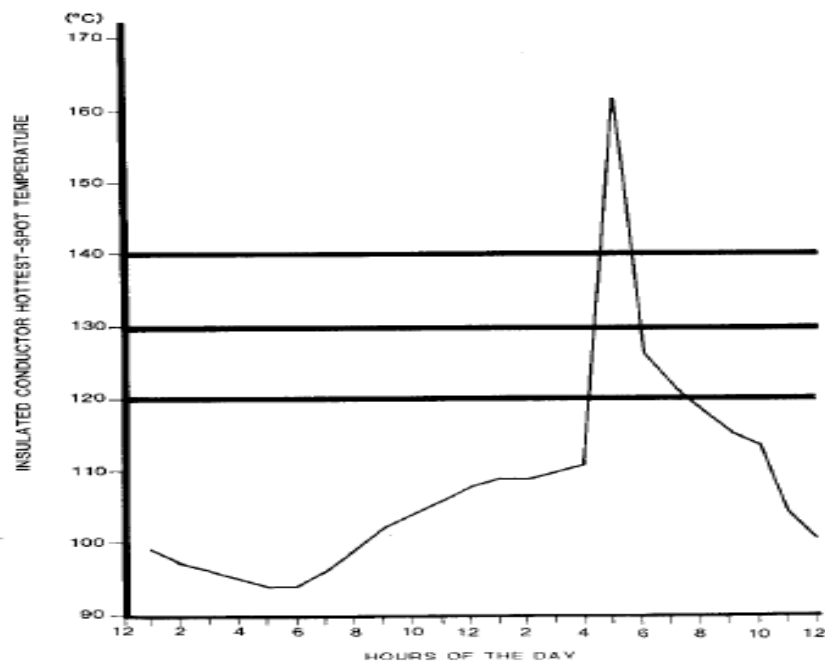


Fig. 3.3.3 b) Gráfica de carga emergencia de corta duración [12]

3.4 COMPARATIVA ENTRE LOS LÍMITES DE CARGABILIDAD ENTRE LA NORMA CEI Y LA NORMA IEE

Ahora veremos unas gráficas en dónde podremos apreciar los límites de cargabilidad y el diagrama térmico, de un transformador ejemplo durante un periodo de 24 horas calculado para ambas Normativas.

Los límites de carga cómo veremos en capítulos posteriores están directamente relacionados con el punto más caliente, en concreto la temperatura más caliente del aceite en la parte alta de la cuba.

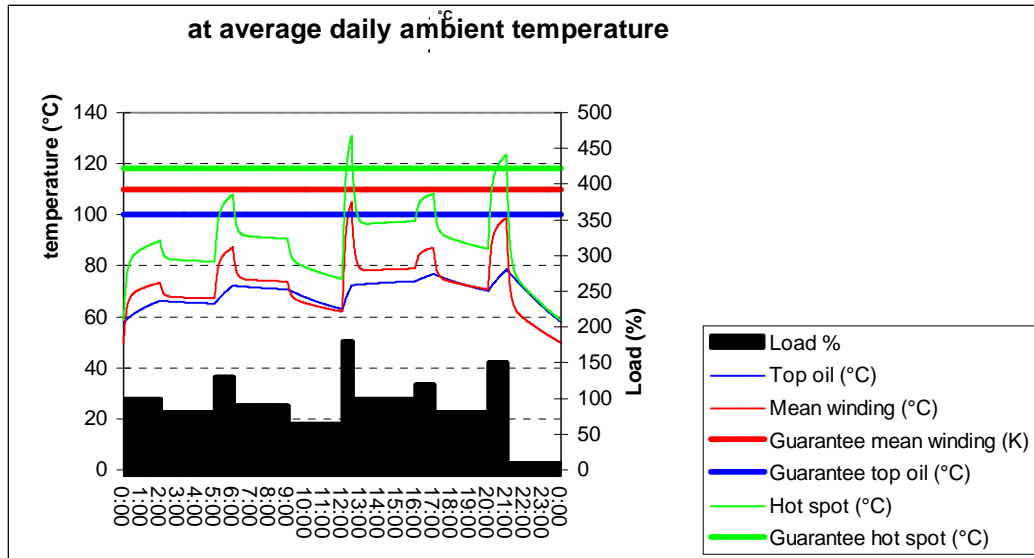


Fig. 3.4.1 Gráfica de cargabilidad de un transformador de 52 MVA ONAN para la norma CEI 60076-7 [17]

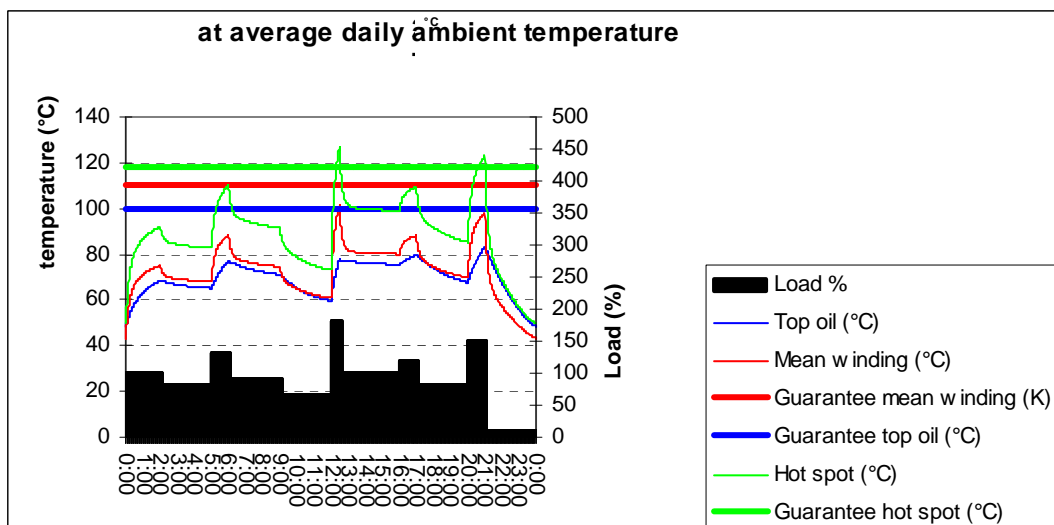


Fig. 3.4.2 Gráfica de cargabilidad de un transformador de 52 MVA ONAN para la norma IEEE C.57.91 [17]

Winding Transf. Cooling	Amb temp °C	Load / pu Time / min.	Hot-spot temp. / °C		
			IEEE method	IEC draft	Mea- sured
120 kV 400 MVA ONAF	24.0	1.00 / 299	77.2	81.5	80.3
	24.5	0.65 / 606	56.9	55.0	64.9
	25.8	1.60 / 782	127.4	140.2	121.3
	25.0	1.60 / Steady st.	138.1	140.9	132.4
410 kV 400 MVA ONAF	24.0	1.00 / 299	74.5	79.4	76.6
	24.5	0.65 / 606	55.4	54.0	57.3
	25.8	1.60 / 782	124.0	134.4	127.2
	25.0	1.60 / Steady st.	134.9	137.2	140.0
118 kV 250 MVA ONAF	26.0	1.00 / 190	76.9	83.8	82.2
	25.5	0.60 / 365	57.3	54.8	58.6
	25.8	1.50 / 500	115.0	127.4	119.2
	25.3	0.30 / 710	52.8	39.4	49.8
HV 605 MVA OFAF	25.3	2.10 / 735	141.6	138.1	140.7
	29.0	1.00 / 302	91.4	93.7	94.5
	29.8	0.65 / 606	65.3	62.8	68.9
	26.5	1.30 / 663	106.6	113.3	115.8

Tabla 3.4 Comparativa térmica de IEC e IEEE [24]

Cómo podemos apreciar en la anterior tabla la Normativa IEC es algo más conservadora en estados de sobrecarga a la hora de calcular y estimar la temperatura más caliente, mientras que en grados de carga por debajo de la carga nominal las dos normas son más semejantes en sus cálculos de temperatura más caliente respecto al valor medido. En porcentajes respecto al valor medido, las diferencias aproximadas para el transformador de 210 KV de la tabla anterior son:

Carga en p.u. / tiempo min	IEEE	IEC
1.0 / 299	-3%	1.2%
0.65 / 606	-2%	-10%
1.60 / 782	6%	19%

Y para el transformador de 410 KV son:

Carga en p.u. / tiempo min	IEEE	IEC
1.0 / 299	-2%	1.2%
0.65 / 606	-2%	-2.8%
1.60 / 782	-3.2%	7.2%

Tablas 3.5 Porcentaje de precisión en la t^a del punto caliente

Cómo podemos apreciar por debajo de la carga nominal el punto caliente en las 2 normativas se encuentra en un porcentaje por debajo del valor medido, ya que en este punto el envejecimiento térmico está por debajo del envejecimiento a carga nominal.

Y es a carga nominal en dónde hay mayor semejanza en los porcentajes de precisión a la hora de estimar la temperatura del punto más caliente, entre un uno y un tres por ciento, pero el signo positivo de la normativa IEC denota que es más conservadora que la IEEE en dónde en estado de sobrecarga, marcado en naranja en las tablas 3.5, es notablemente más conservadora que la normativa IEEE, entre un 10 y 14 por ciento.

CAPITULO 4

EFFECTOS DE LA SOBRECARGA

En este capítulo abordaremos cuáles son los efectos de las sobrecargas tanto de corta duración como de larga duración, y sobre qué elementos del transformador tienen mayor repercusión, tanto directa como indirectamente.

Cómo es natural, al hablar de sobrecargas, las magnitudes causantes de los efectos que describiremos a continuación son las altas corrientes nominales y altas temperaturas de funcionamiento, es decir por encima de los valores nominales especificados en la placa de características del transformador en cuestión.

4.1 EFECTOS DE LAS SOBRECARGAS [11]

Las consecuencias de la sobrecarga de un transformador de potencia son las siguientes:

- a) La temperatura de los arrollamientos, abrazaderas, conductores, aislamientos y aceite, aumentará considerablemente, y puede alcanzar niveles inaceptables.
- b) La densidad de flujo de dispersión aumentará notablemente, provocando un aumento de las corrientes de Foucault en los conductores y calentamientos en las partes metálicas y en la cuba.
- c) La humedad y el contenido en gases en el aislamiento y en el aceite cambiarán, ya que la solubilidad del agua en el aceite (y la de los diferentes gases en el aceite) se incrementa al incrementarse la temperatura.
- d) Las bornas, los cambiadores de tomas en carga, los empalmes de cables y los transformadores de corriente también estarán expuestos a unas mayores sollicitaciones, potencialmente superiores a los márgenes de diseño y aplicación del transformador.

La combinación del flujo principal y el incremento del flujo de dispersión, impone restricciones sobre una posible sobreexcitación del núcleo.

Como consecuencia, habrá un riesgo prematuro de fallo asociado con el aumento de las corrientes y temperaturas. Este riesgo asociado a los fenómenos mencionados puede manifestarse a corto plazo como un daño importante en el transformador o puede manifestarse a largo plazo como un envejecimiento acumulado.

4.1.1. EFECTOS DE LAS SOBRECARGAS ELEVADAS DE CORTA DURACIÓN [11]

Una sobrecarga elevada de corta duración provoca unas condiciones de servicio que suponen un aumento del riesgo de fallo. Las sobrecargas de corta duración pueden causar puntos calientes al conductor, que lleguen a un nivel que puede dar lugar a una

reducción temporal de la rigidez dieléctrica. No obstante, en algún caso admitir estas situaciones durante un tiempo reducido puede ser preferible a la pérdida del suministro eléctrico.

a) El riesgo principal para fallos de corta duración es la reducción en la rigidez dieléctrica debido a la posible presencia de burbujas de gas en una región de altas solicitaciones eléctricas, como son los arrollamientos y las conexiones. Esas burbujas pueden producirse cuando la temperatura del punto más caliente excede de 140°C para un transformador con un contenido del 2% de humedad en el aislamiento de los arrollamientos. Esta temperatura disminuye con el aumento de la concentración de humedad.

b) También se pueden desarrollar burbujas de gas libre (en el seno del aceite o en el aislamiento sólido) en las superficies de las piezas metálicas voluminosas calentadas por el flujo de dispersión o por super-saturación del aceite. No obstante, estas burbujas normalmente se desarrollan en regiones de bajo estrés eléctrico y para que se produzca una reducción significativa de la rigidez dieléctrica tienen que viajar hasta regiones donde el estrés es más alto.

La temperatura de las partes metálicas desnudas que no están directamente en contacto térmico con el aislamiento no celulósico sino en contacto con otros materiales (como papel aramida o fibra de vidrio) y la del aceite en el transformador puede aumentar rápidamente. No debe excederse una temperatura de 180 °C para evitar riesgo de vaporización del aceite e incendio.

c) La disminución de las propiedades mecánicas de las partes metálicas a altas temperaturas puede reducir la capacidad de soportar cortocircuitos.

d) La presión acumulada en las bornas puede derivar en un fallo debido a la pérdida de aceite.

e) la expansión del aceite podría causar desbordamiento del depósito conservador.

f) La interrupción de corrientes elevadas por el cambiador de tomas en carga puede ser peligrosa.

Este tipo de sobrecargas raramente ocurren, y en caso de que ocurran, deben ser reducidas o eliminadas rápidamente, y si ello no es posible se debe desconectar el transformador del sistema, al cabo de un tiempo a fin de evitar el fallo del mismo.

La duración admisible de este tipo de cargas es menor que la constante de tiempo térmica global del transformador y depende de la temperatura de operación antes del aumento de la carga. Típicamente, es menor de media hora.

La limitación de las máximas temperaturas de los puntos más calientes en arrollamientos, núcleo y partes estructurales está basada en consideraciones de riesgo a corto plazo.

Los riesgos a corto plazo normalmente desaparecen después de reducir la carga a un nivel normal, pero es preciso identificar los riesgos y aceptarlos por todas las partes involucradas, sobre todo es preciso analizar el envejecimiento que ha tenido lugar durante todo el tiempo de sobrecarga y realizar una evaluación del envejecimiento acumulado durante el ciclo de carga, teniendo en cuenta el envejecimiento prematuro durante la sobrecarga.

4.1.2 EFECTOS DE LAS SOBRECARGAS DE LARGA DURACIÓN [11]

Este tipo de operación no es habitual y su ocurrencia es rara, pero su puede persistir durante semanas o meses y puede dar lugar a un envejecimiento considerable de los conductores.

- a) El deterioro de las propiedades mecánicas del aislamiento de los conductores es mayor a altas temperaturas. Si este deterioro se prolonga durante mucho tiempo, se reduciría la vida efectiva del transformador, particularmente si está sujeto a cortocircuitos en el sistema o sufre algún percance en un transporte posterior.
- b) Otras partes de los aislamientos, especialmente las que soportan la presión axial del conjunto los arrollamientos, pueden también sufrir un aumento de la velocidad de envejecimiento a altas temperaturas.
- c) La resistencia de contacto del cambiador de tomas en carga puede aumentar con corrientes elevadas y temperaturas elevadas y en casos severos, puede surgir un problema térmico en el mismo.
- d) Las juntas de los materiales del transformador, se vuelven más frágiles como resultado de las altas temperaturas.

La normativa de cálculo de la velocidad de envejecimiento relativa y del porcentaje de pérdida de vida está basada en consideraciones de riesgo a largo plazo.

4.2. INFLUENCIA DEL TAMAÑO DEL TRANSFORMADOR [11]

La sensibilidad de un transformador ante una sobrecarga depende de su tamaño. Cuanto mayor es la potencia del transformador se tiene lo siguiente:

- El flujo de dispersión aumenta (en transformadores mayores la tensión de cortocircuito porcentual es mayor que en los de potencias reducidas)
- Se incrementan las fuerzas de corto-circuito (las fuerzas dependen del cuadrado de las corrientes)

- El volumen del aislamiento que está sujeto a un gradiente eléctrico elevado aumenta
- Las temperaturas de los puntos más calientes son más difíciles de determinar

De acuerdo a la actualidad, la importancia de la alta fiabilidad de grandes unidades en vista de las consecuencias de fallo, junto con las siguientes consideraciones, hace aconsejable adoptar un carácter más conservador, un enfoque más individual aquí que para las pequeñas unidades.

- La combinación del flujo de dispersión y el flujo principal en los bordes de las culatas y en las columnas del núcleo del circuito magnético, hacen más vulnerables ala sobreexcitación a los grandes transformadores que a las pequeñas unidades, especialmente cuando la carga está por encima de la carga nominal. El Aumento del flujo de dispersión posiblemente también causa calentamiento de otras partes metálicas por la suma de las corrientes Eddy.
- Las consecuencias de la degradación de las propiedades mecánicas del aislamiento en función de la temperatura y el tiempo, incluyendo el desgaste debido a la dilatación térmica, debe ser más riguroso para los grandes transformadores que para pequeñas unidades.
- La temperatura del punto caliente alas afueras de los arrollamientos no se puede obtener por medio de un test de calentamiento normal. Incluso si esa prueba en régimen de corriente nominal no indica ninguna anomalía, no es posible sacar conclusiones para altas corrientes ya que esta extrapolación puede que no se haya tenido en cuenta en la fase de diseño.
- El cálculo del calentamiento del punto más caliente de los arrollamientos a más altas corrientes que la corriente nominal, debe ser menos fiable para grandes unidades que para las pequeñas.

Así pues, un transformador de gran potencia es más vulnerable a las sobrecargas que un transformador de menor potencia. Por eso, para acotar las diferentes magnitudes a aplicar con el fin de tener un grado de riesgo razonable, la IEC 60076-7 [11] considera tres categorías.

1. **Transformadores de distribución**, para los cuáles solamente se consideran las temperaturas de los puntos calientes en los arrollamientos y el deterioro térmico.
2. **Transformadores de potencias medias**, dónde han de tenerse en cuenta los diferentes tipos de refrigeración.
3. **Transformadores de gran potencia**, donde los efectos del flujo de dispersión son importantes y las consecuencias de un fallo son más severas.

4.3 LÍMITES ESPECÍFICOS PARA GRANDES TRANSFORMADORES [11]

Pese a que la norma contempla todos los tamaños de transformadores, nosotros centraremos nuestro estudio en los grandes transformadores de potencia, en dónde los fenómenos electromagnéticos y parámetros físicos: flujos de dispersión, corrientes nominales, pérdidas, calentamientos, etc. tienen mayor relevancia por su elevada magnitud, y elevado coste de fabricación.

4.3.1 LÍMITES DE CORRIENTE Y TEMPERATURA [11]

La corriente de carga, temperatura del punto más caliente, temperatura de la capa superior del aceite y Temperatura de otras partes metálicas (diferentes de los arrollamientos y conexiones) en contacto con el aislamiento sólido) no deben exceder los límites reflejados en la **tabla 3.2** Además se notará que, cuando la temperatura del punto más caliente exceda de 140 °C se desarrollarán burbujas de gas, las cuáles podrían disminuir la rigidez dieléctrica del aislamiento del transformador.

4.3.2 ACCESORIOS, EQUIPOS Y OTRAS CONSIDERACIONES

Además de los arrollamientos, otras partes del transformador, como las bornas, conexiones, elementos de cambiador de tomas y cables, pueden limitar la operación en caso de cargas superiores a 1,5 la nominal. La expansión y presión del aceite podrían también imponer restricciones. Se debe tener en cuenta también a los equipos asociados, tales como cables, disyuntores, transformadores de corriente, etc.

4.3.3 REQUERIMIENTOS RESISTENCIA A CORTOCIRCUITOS

Durante la operación en sobrecarga o inmediatamente después, los transformadores pueden no cumplir los requisitos, especificados en la norma **IEC 60076-5** [10], de soportar térmicamente un corto-circuito, con una duración del cortocircuito de hasta dos segundos. No obstante, en la mayoría de los casos la duración de las corrientes de corto-circuito en servicio es menor a dos segundos.

4.3.4 LIMITACIONES DE TENSIÓN

A menos que existan otros límites debidos a la regulación de tensión por variación de flujo (véase **IEC 60076-4**) [9], la tensión aplicada no excederá 1,05 veces la tensión asignada (toma principal) o la tensión de la toma correspondiente en cualquier arrollamiento del transformador.

CAPITULO 5

VIDA DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE

Uno de los objetivos más importantes de este proyecto, es el determinar y cuantificar la pérdida de vida del aislamiento celulósico de los arrollamientos del transformador, ya que es el punto más crítico en cuanto a estrés eléctrico se refiere. Si perdemos la capacidad dieléctrica del papel que se aloja entre las bobinas cómo hemos descrito en el capítulo dos. Si disminuye la capacidad de aislar potencial eléctrico entonces es bastante probable que el transformador sufra un corto-circuito.

En este capítulo trataremos de explicar y comentar, cuáles son los principales enemigos de la vida del papel aislante, así cómo de cuantificar la pérdida de vida o degradación del mismo.

5.1 GENERALIDADES

No hay un criterio único y simple que pueda ser usado para calcular el fin de la vida útil de un transformador. Sin embargo, para los usuarios de un transformador de potencia es muy útil disponer de un criterio para conocer aproximadamente el fin de la vida de un transformador. Por tanto, parece oportuno centrarse en el proceso de envejecimiento y el estado del aislamiento del transformador.

5.2 PARÁMETROS A ANALIZAR PARA CONOCER EL GRADO DE ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO. [11] Y [17]

Para conocer el grado de envejecimiento del aislamiento del transformador y poder estimar su degradación es importante saber o conocer los parámetros que serán los indicadores del envejecimiento del papel aislante sumergido en aceite.

Por tanto los parámetros más importantes para analizar y estimar el envejecimiento del transformador son:

1. Grado de Polimerización (DP), el cuál dependerá directamente de la temperatura del punto más caliente.
2. Análisis de los gases de descomposición del aceite, (Furanos)

A continuación definiremos brevemente qué es el Grado de Polimerización y de qué manera influyen en el envejecimiento del aislamiento y en la pérdida de la capacidad dieléctrica del papel aislante.

En esta ocasión debido a qué no vamos a utilizar el análisis de Furanos o gases del aceite aislante, dejaremos el análisis de este parámetro fuera de este documento, y nos centraremos en la descomposición polimérica del papel, pues es el parámetro en el que nos basaremos indirectamente en el programa que desarrollaremos en Simulink.

El **Grado de polimerización: n** indica cuantas unidades repetitivas se encuentran en un polímero, se suele indicar este número con una **n** al final de los corchetes de la fórmula molecular, que indican la unidad monomérica.

Debido al calentamiento del material aislante, se producen rupturas moleculares y por tanto el número de monómeros de la cadena polimérica del material disminuye y a su vez la resistencia mecánica y eléctrica (dieléctrico).

En este sentido también podemos averiguar la pérdida de resistencia a la tracción (ruptura) del aislamiento del papel Kraft, dependiendo del grado de polimerización de las fibras que componen el papel aislante, este parámetro nos indicará el grado de envejecimiento del dieléctrico.

DP: grado de polimerización es un nuevo parámetro a tener en cuenta en el futuro del cálculo de la degradación del papel kraft.

En la figura 5.2.1 se puede apreciar cómo se reducen en el tiempo las características de resistencia a la tracción del papel frente al grado de polimerización, de manera directamente proporcional, es decir a menor grado de polimerización más fácil es que el dieléctrico se rompa.

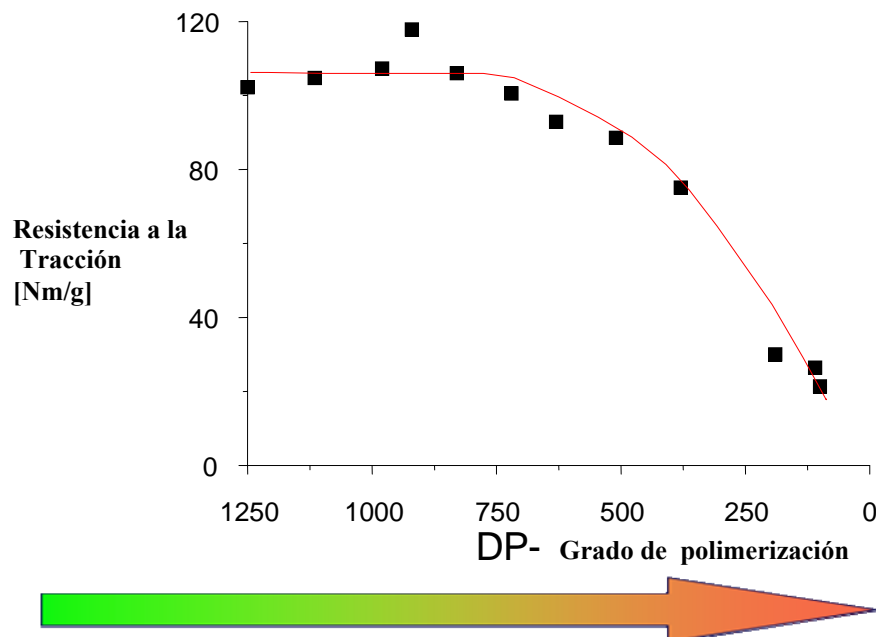


Figura 5.2.1 pérdida de la resistencia a la tracción frente al grado de polimerización del papel aislante [17]

El envejecimiento normal del papel Kraft, viene dado principalmente por dos procesos químicos que se dan en estado de funcionamiento normal, la oxidación y la hidrólisis:

La oxidación incrementa el envejecimiento en dos o tres veces la velocidad de referencia, y la hidrólisis en un factor de diez a quince cuando el agua contenida en el papel es de hasta un tres por ciento.

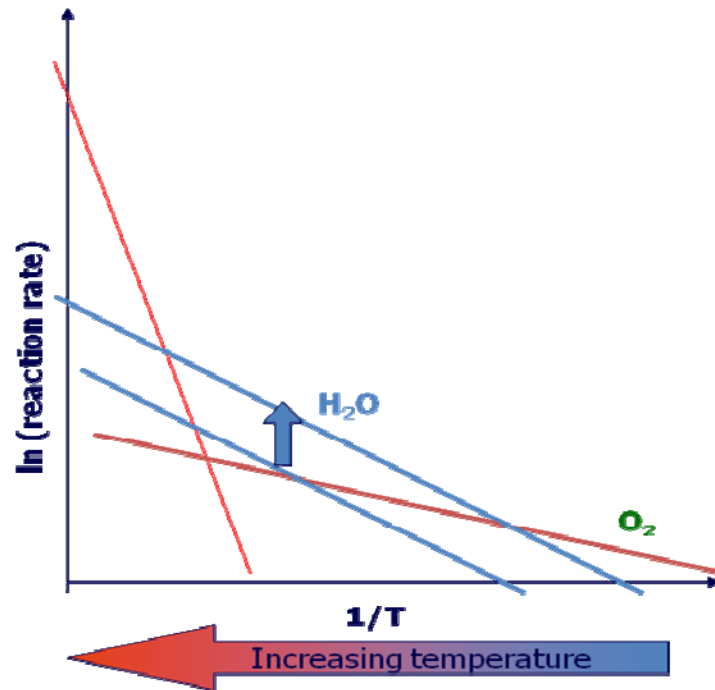


Figura 5.2.2 grado de oxidación, hidrólisis y pirolisis frente al aumento de temperatura [17]

La pirólisis solamente es considerada a muy altas temperaturas, típicas de algún defecto o fallo térmico.

La oxidación ocurre con baja energía de activación y a bajas temperaturas, y la hidrólisis tiene una energía de activación de unos 111 kJ/mol y se rige catalíticamente por disociación de ácidos de bajo nivel molecular (ácidos y agua), produce más ácidos y es una reacción auto acelerada.

En la figura 5.2.3 podemos apreciar cómo el aumento de los ácidos producidos de bajo nivel molecular favorece la ruptura de las cadenas poliméricas del papel kraft.

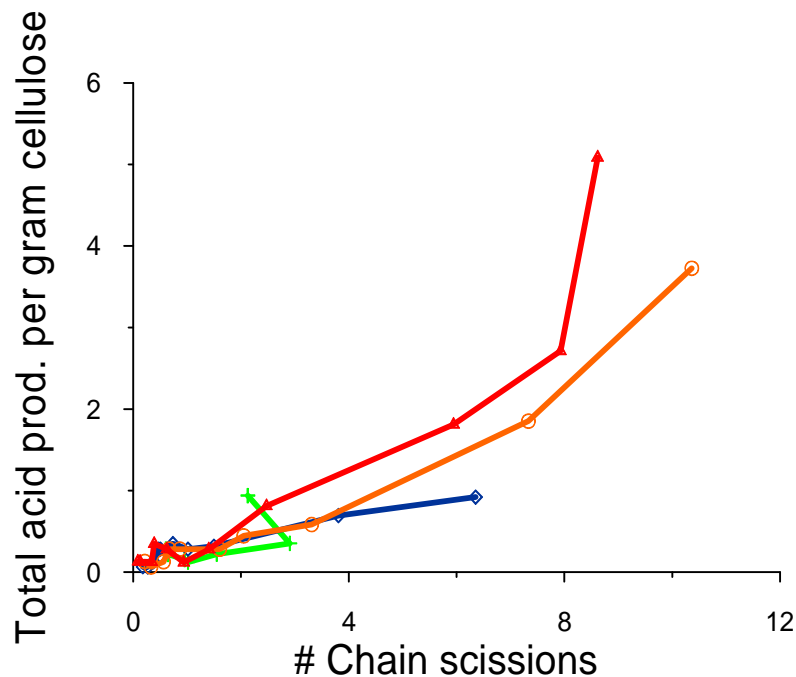


Figura 5.2.3 producción total de ácidos por gramo de celulosa frente a rupturas de cadenas poliméricas del papel Kraft [17]

A continuación veremos gráficamente la diferencia en la velocidad de envejecimiento del papel térmicamente mejorado, respecto al papel Kraft.

Los mecanismos de envejecimiento del papel térmicamente mejorado son menos conocidos que los del papel Kraft.

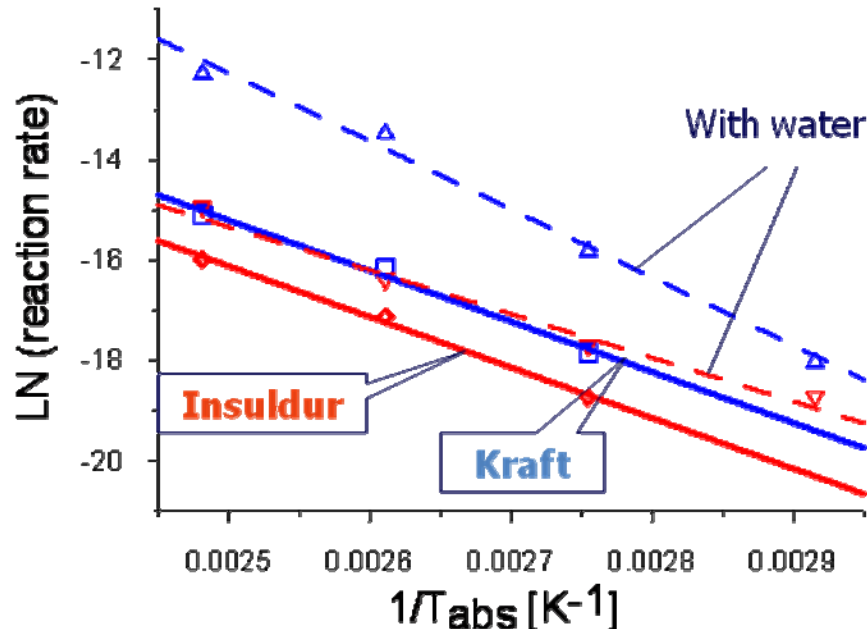


Figura 5.2.4.a velocidad de envejecimiento del papel térmicamente mejorado y papel Kraft frente a la temperatura. [17]

La velocidad de envejecimiento del papel térmicamente mejorado es aproximadamente 1/3 más lenta que la del papel Kraft.

Cómo podemos ver el grado de envejecimiento de la vida del aislamiento, es un fenómeno complejo. De manera que el envejecimiento del aislamiento de un transformador, está caracterizado por la degradación en el tiempo, de tres parámetros muy importantes en los transformadores de potencia:

Vida térmica: tiempo crítico para el cual el DP<200

Vida dieléctrica: tiempo en el que se pierden los márgenes de seguridad del dieléctrico

Vida mecánica: tiempo en el que aparece la debilidad mecánica y la consecuente deformación de los arrollamientos.

En la siguiente gráfica podemos apreciar la variación de la expectativa de vida respecto a la temperatura de arrollamiento y la influencia del grado de humedad en el papel. Comparando distintos grados de humedad y su repercusión en la pérdida de vida.

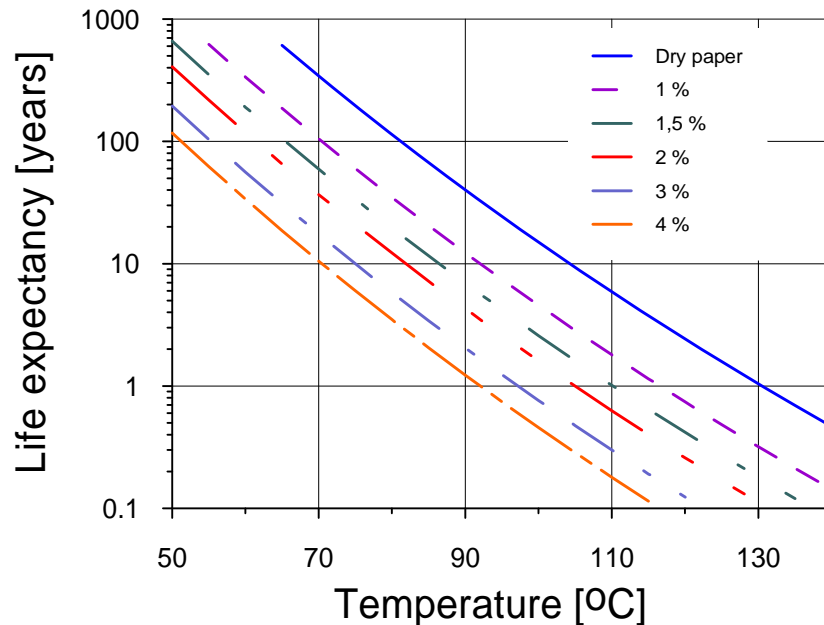


Figura 5.2.4.b relación de la temperatura de trabajo del arrollamiento con la expectativa de vida para distintos grados de humedad en papel. [11]

5.3 ECUACIONES DEL ENVEJECIMIENTO

Aunque el deterioro o envejecimiento del aislamiento es función de la temperatura y del tiempo, del contenido de humedad, del contenido de oxígeno y ácidos, el modelo presentado en la **IEC 60076-7** está basado exclusivamente en la temperatura como parámetro de control.

Ya que la distribución de temperatura no es uniforme, la parte del transformador que opera a mayor temperatura normalmente experimentará el mayor deterioro. Por eso la velocidad de envejecimiento está referida a la temperatura del punto caliente del arrollamiento. En este caso la velocidad de envejecimiento relativo V está definida de acuerdo a la ecuación (1) para papel kraft aislante y a la ecuación (2) para papel térmicamente mejorado.

$$V = 2^{\frac{(\theta_h - 98)}{6}} \quad (1)$$

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110} - \frac{15000}{\theta_h - 273} \right)} \quad (2)$$

Dónde θ_h es la temperatura del punto caliente en °C.

Las ecuaciones (1) y (2) implican que la velocidad de pérdida de vida es muy sensible a la temperatura del punto caliente cómo se puede apreciar en la **tabla 5.3.1**

θ_h °C	Aislamiento de papel no tratado <i>Velocidad relativa de pérdida de vida (V)</i>	Aislamiento de papel tratado <i>Velocidad relativa de pérdida de vida (V)</i>
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

Tabla 5.3 Comparativa velocidad de envejecimiento relativo del papel tratado frente al papel no tratado (kraft) [11]

Cada escalón de temperatura $\Delta\theta_h = 6^\circ\text{C}$ implica una pérdida de vida del 50%.

Otra forma de ver la ley de Arrhenius generalizada es con una única fórmula y determinando el grado de contaminación (humedad) que tiene el papel. Como podemos ver en la figura 5.3.1

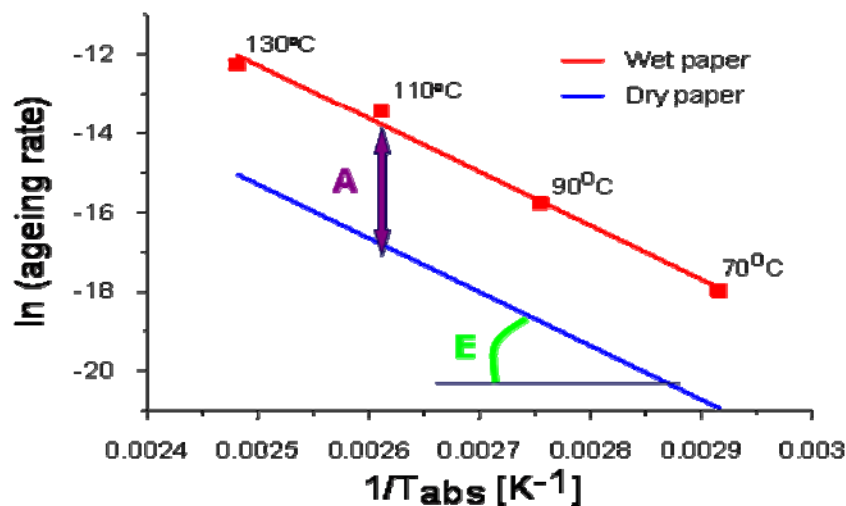


Figura 5.3.1 velocidad de envejecimiento polimérico dependiente de la humedad y de los gradientes de temperatura. [17]

La velocidad de envejecimiento para el papel húmedo es mayor que para el papel seco.

Ecuación de Arrhenius, en dónde podemos conocer el grado de despolimerización durante un periodo de tiempo considerado.

$$Cadenasrotas = A * e^{\frac{-E}{R*(T+273)}} * t \quad (3)$$

Dónde **A** es el factor que determina la influencia de la contaminación de humedad en el papel, y **E** es el parámetro que determina la dependencia de la temperatura en el envejecimiento o ruptura polimérica.

5.4 PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE VIDA

La pérdida de vida relativa **L** sobre un cierto periodo de tiempo es igual a:

$$L = \int_{t1}^{t2} V dt = \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (4)$$

Donde:

V_n es la velocidad de envejecimiento relativo durante un tiempo n , de acuerdo a las ecuaciones (1) o (2).

t_n es el n intervalo de tiempo considerado.

n es el número de cada intervalo de tiempo.

N es el número total de intervalos durante el periodo considerado.

La IEC 60076-7 indica 4 opciones diferentes para el criterio de final de vida. En concreto, la tabla 5.4 muestra estas cuatro opciones para aislamiento de papel térmicamente mejorado.

Tabla 5.4 Vida normal del aislamiento de papel térmicamente mejorado, libre de oxígeno y secado a una temperatura de referencia del punto caliente de 110°C.
[11]

Bases	Vida normal del aislamiento	
	Horas	Años
50 % de resistencia a la tracción del aislamiento	65000	7,42
25 % de resistencia a la tracción del aislamiento	135000	15,41
200 grado de polimerización retenida en el aislamiento	150000	17,12
Interpretación desde datos de ensayos funcionales en transformadores de distribución	180000	20,55

Las vidas en la tabla 5.4 son únicamente una referencia, ya que la mayoría de los transformadores de potencia operan por debajo de su carga nominal.

Hay que tener en cuenta que una temperatura del punto caliente de tan sólo 6°C por encima de los valores nominales implica una reducción del 50% de la vida del aislamiento, respecto de la vida estimada del aislamiento del transformador (por ejemplo 180000 horas).

La ecuación de pérdida de vida teniendo en cuenta el grado de polimerización del papel, así como los subproductos de descomposición química, es la siguiente:

$$\text{Expectativa de vida} = \frac{\frac{1}{DP_2} - \frac{1}{DP_1}}{A * 24 * 365} * e^{\left(\frac{13350}{T+273}\right)} \text{ [años] } (5)$$

En dónde:

DP₂= grado de polimerización final
DP₁= grado de polimerización inicial
A= Contenido de Agua y ácidos
T= temperatura del punto caliente

Más adelante veremos cómo vamos a implementar la ecuación anterior, reducida a la

expresión número (1). $V = 2^{\frac{(\theta h - 98)}{6}}$

Ecuación simplificada de la pérdida de vida para el peor de los casos, papel sin tratar (Kraft) que es la que vamos a utilizar en simulink para estimar la pérdida de vida del aislamiento de un transformador.

CAPITULO 6: **PARÁMETROS QUE INFLUYEN EN LA CAPACIDAD DE CARGA DE UN TRANSFORMADOR**

[11] Y [12]

6.1 INTRODUCCIÓN

Cómo hemos podido ver, la temperatura de trabajo de los arrollamientos, así como el grado de descomposición del aceite y del papel aislante, son parámetros fundamentales a la hora de determinar el envejecimiento de un transformador de potencia.

De manera análoga y relacionada con los parámetros de envejecimiento, existen variables como la temperatura ambiente, porcentaje de humedad en papel, gases disueltos en el aceite de la cuba, los tipos de refrigeración y los accesorios del transformador de potencia, que tienen una influencia directa en la capacidad de carga del transformador.

6.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA AMBIENTE SOBRE LAS CONDICIONES DE CARGA.

La temperatura ambiente es un factor importante para determinar la capacidad de carga de un transformador ya que las elevaciones de temperatura para cualquier carga tienen que añadirse a la temperatura ambiente para determinar las temperaturas de operación.

Para consideraciones dinámicas, así como monitorización o sobrecargas de emergencia de corta duración, consideraremos el análisis de temperaturas en el transformador partiendo de un valor instantáneo de la temperatura ambiente y no de un valor promedio a diferencia de la normativa IEEE C57.91

Durante el diseño y ensayos, las siguientes temperaturas equivalentes son cogidas como temperatura ambiente.

- a) La temperatura ambiente media anual es usada para el cálculo del envejecimiento térmico.
- b) La temperatura media mensual del mes más caluroso es usada para el cálculo de la temperatura máxima del punto caliente.

6.3 INFLUENCIA DE LA HUMEDAD E IMPUREZAS

La humedad influye en el envejecimiento térmico y por lo tanto en la pérdida de vida del aislamiento del transformador, cómo hemos podido apreciar en el capítulo anterior.

Al haber mayor contenido de humedad ya sea en el papel Kraft o en el seno del aceite del transformador, la estructura molecular del dieléctrico cambia y las pequeñas partículas de agua, corrompen la propiedad de aislamiento del dieléctrico, formando puntos calientes, que degradan el material aislante progresivamente.

Por tanto el grado de humedad determina también la capacidad de sobrecarga del transformador, pues cuanto mayor es el índice de humedad, mayor es la probabilidad de fallo por ruptura del dieléctrico.

No hace falta decir que la humedad y otras impurezas tienen un efecto de deterioro tanto eléctrico cómo mecánico sobre la rigidez dieléctrica del aislamiento del transformador.

A medida que la humedad aumenta en el seno del aceite, la rigidez se reduce drásticamente hasta un valor máximo. Después del cual no es apreciable la degradación de la rigidez, tanto mecánica cómo eléctrica.

Por lo tanto, el porcentaje de saturación es un factor decisivo para conocer el grado de degradación de la rigidez dieléctrica del aceite del transformador.

El efecto de la degradación del contenido de humedad está también significativamente relacionado con el contenido de otras impurezas, presentes en el aceite.

La presencia de impurezas sólidas hace que el deterioro de la rigidez dieléctrica sea más significativo con incluso menos contenido de humedad en el aceite.

Es decir humedad e impurezas aumentan el grado de deterioro dieléctrico.

El aislamiento sólido (impurezas) tiene más afinidad para la humedad, que el aceite, es por ello que a temperatura ambiente, la reducción de la rigidez dieléctrica del aceite es debida a la presencia de partículas celulósicas, las cuales amplifican un mayor contenido de humedad.

6.4 INFLUENCIA DE LOS GASES DISUELTOS

La presencia de gases disueltos en el seno del aceite de un transformador, influyen notoriamente sobre la rigidez dieléctrica del aceite.

Un incremento de la presión o temperatura, aumenta la cantidad de gas que el aceite puede contener. Si la temperatura del aceite aumenta debido al aumento de la temperatura ambiente o la carga, el aceite se expande y la presión sube. Cuando se cae la presión, el aceite tiene más contenido de gas del que puede contener.

El exceso de gas salió fuera de la cuba por el depósito de expansión, normalmente al cabo de un tiempo, (varios días o semanas) dependiendo del ratio de la superficie del aceite expuesta y del volumen total de aceite.

Después de las caídas de presión, se formarán burbujas de gas en el seno del aceite, las cuales mermarán la rigidez dieléctrica del mismo.

La rigidez dieléctrica del papel es significativamente decisiva por sus propiedades mecánicas.

El envejecimiento del aislamiento celulósico afecta a sus propiedades mecánicas más significativamente que a la rigidez eléctrica del mismo.

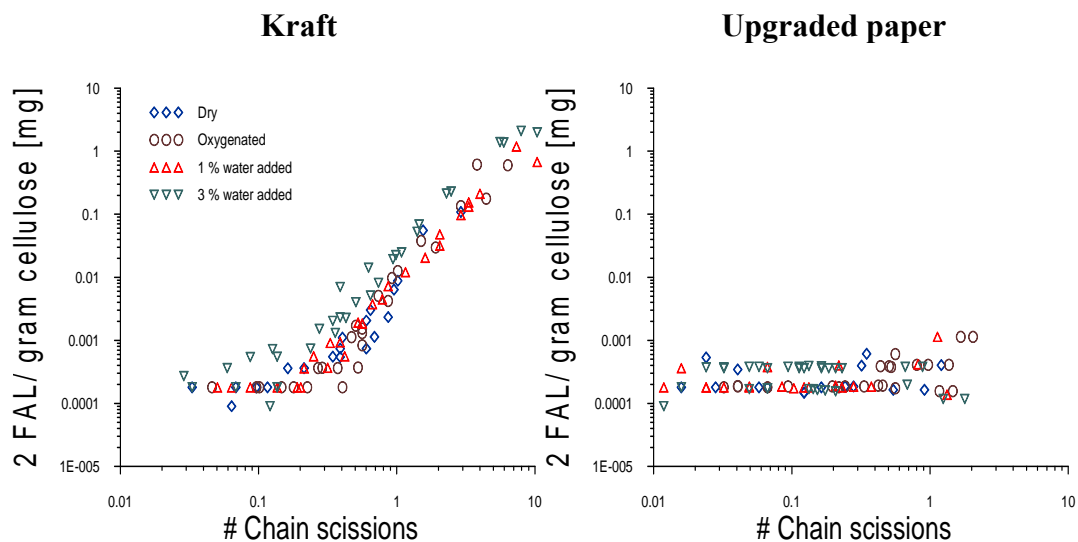


Figura 6.1 Cantidad de furanos producidos por papel Kraft y por papel tratado.
[17]

Para formar una burbuja dentro de un líquido, el gas interior de la burbuja debe desarrollar una presión interna suficiente, como para superar las fuerzas de tensión superficial que las limitan.

Los principales gases disueltos encontrados en el aceite mineral de un transformador son las siguientes:

Nitrógeno: Desde el exterior de la atmósfera o de una corriente de gas sobre la superficie libre del aceite.

Oxígeno: Desde el exterior de la atmósfera

Agua: A partir de la humedad absorbida por la celulosa o del aislamiento térmico de descomposición de la celulosa

Dióxido de carbono: A partir de la descomposición térmica de aislamiento de celulosa.

Monóxido de carbono: A partir de la descomposición térmica de aislamiento de celulosa.

Resaltar que el parque de transformadores del sistema español, utiliza en la gran mayoría de los casos aceite sintético, como aislante y refrigerante en los transformadores de gran potencia.

Otros gases pueden estar presentes en cantidades muy pequeñas como consecuencia de la descomposición del aislamiento del aceite, metal sobrecalentado, descargas parciales, arcos y chispas, pero normalmente estos tienen una insignificante contribución a la suma de presiones parciales del gas en el aceite.

Existen modelos matemáticos, con los cuáles es posible realizar un análisis cuantitativo de la tendencia a la formación de burbujas en el seno del aceite de un transformador en operación.

El modelo matemático está basado en el modelo físico de la temperatura del punto más caliente del conductor del transformador. Este modelo físico se muestra en la **figura 6.2**

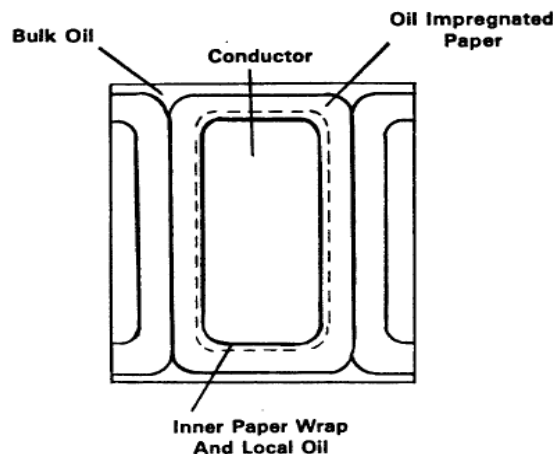


Figura 6.2 subsistema Aislamiento arrollamiento de un conductor dentro de un transformador. [20]

Otros gases de interés tendrán concentraciones en la mayor parte del aceite durante las condiciones normales de utilización, lo que vendrá en equilibrio con las concentraciones en zonas del aceite durante un período de tiempo. Durante el análisis térmico de una sobrecarga, estas concentraciones no pueden cambiar sensiblemente, pero la resultante de las presiones parciales generadas por los gases cambiarán con la temperatura.

La manera en que la concentración de gases en el aceite y su presión parcial están relacionadas se describe en la Ley de Henry, que puede escribirse matemáticamente como sigue:

$$c_i = k_i x p_i \quad (6)$$

Dónde:

C_i : es la concentración de un gas, i (en ppm por volumen)

P_i : es la presión parcial del gas i (en atmósferas)

k_i : es la constante de la ley de Henry para el gas i .

La constante de la ley de Henry es función de la temperatura cómo muestra la **Figura 6.3**

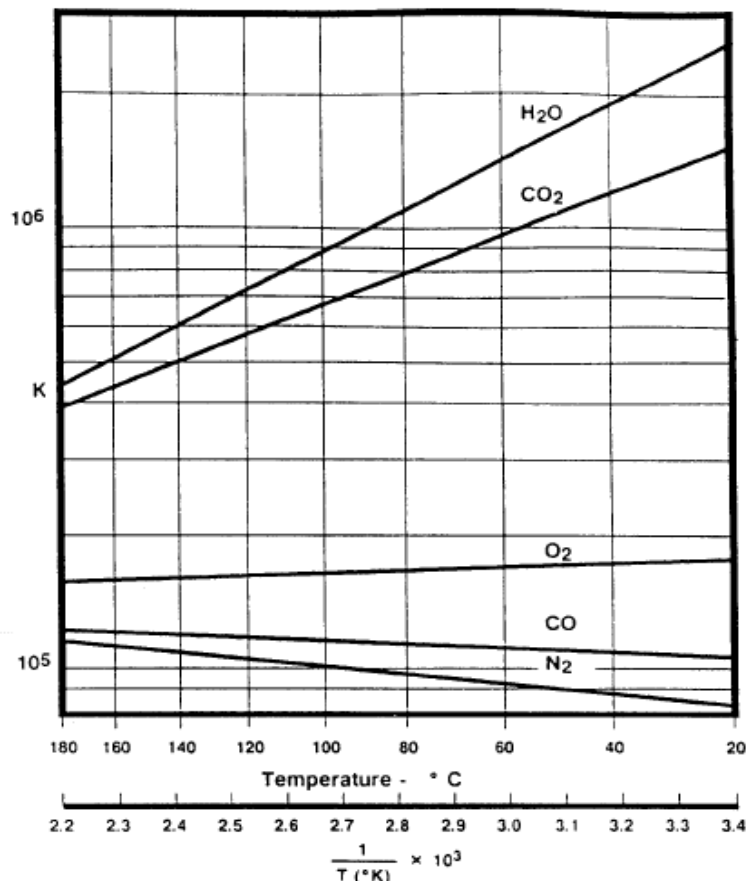
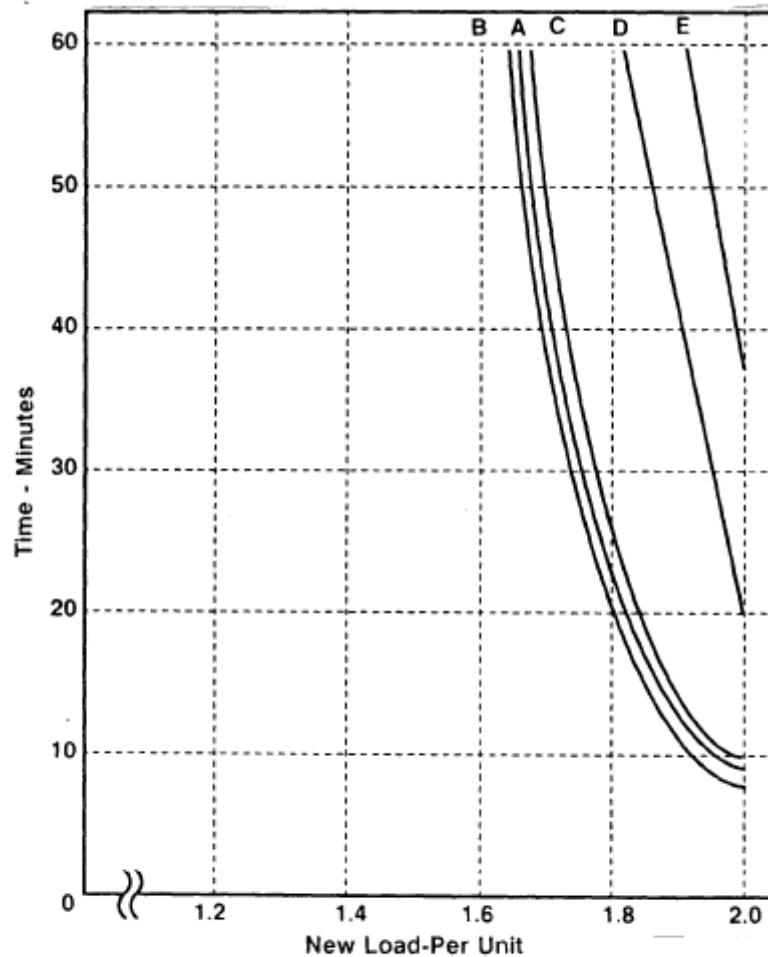


Figura 6.3 Constante de la ley de Henry (ppm Vol/atm) para gases comunes en aceite mineral [12]

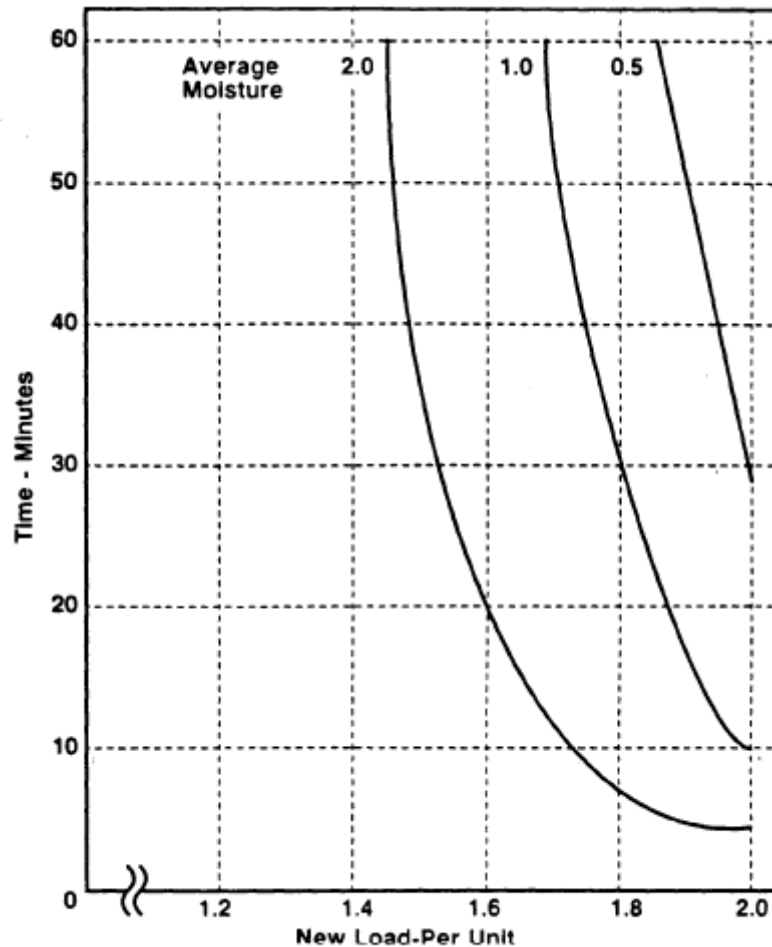
El modelo matemático puede ser analizado por una variedad de posibles condiciones de funcionamiento en los transformadores de potencia. Para llegar a comprender la interacción de varios parámetros.

En las figuras 6.4 y 6.5 se indica el papel utilizado por el tipo de sistema de preservación de aceite, el contenido medio de humedad en el aislamiento del transformador, y el tiempo de la sobrecarga.



A = Open conservator, 72 in oil head
 B = 1.2 atm nitrogen blanket, 48 in oil head
 C = 1.5 atm nitrogen blanket, 48 in oil head
 D = Membrane conservator, 72 in oil head, 50 000 ppm nitrogen
 E = Membrane conservator, 72 in oil head, 0 ppm nitrogen

Figura 6.4 tiempo para alcanzar las condiciones adecuadas de formación de burbujas para una serie de sobrecargas, tras la estabilización en 0,75 p.u. De carga [12]



NOTE—1.5 atm nitrogen blanket, 0.75 p.u. initial stabilized load

Figura 6.5 Tiempo para alcanzar las condiciones adecuadas de formación de burbujas para un rango de contenido de humedad y sobrecargas. [12]

6.5 INFLUENCIA DEL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

El sistema de refrigeración tiene una influencia directa en la capacidad de sobrecarga del transformador ya que dependiendo del tipo de refrigeración, podemos tener una temperatura menor en el punto más caliente del arrollamiento y por tanto disponer de más maniobra en la capacidad de sobrecarga.

A pesar de que en un transformador de potencia, se producen tres modos de transferencia de calor, conducción, convección y radiación.

Es la convección, el modo de transferencia de calor el que juega un papel más importante en la evacuación de calor al exterior.

El aceite siendo un líquido, posee una importante propiedad mecánica y es que su volumen varía con la presión y la temperatura. Los cambios de volumen con la temperatura, suministra las principales convecciones internas de refrigeración en el transformador.

Los cambios de volumen por presión, afectan a la cantidad de vibraciones transferidas desde el núcleo al tanque.

La disipación de calor desde el núcleo y los arrollamientos es debido principalmente a la convección.

Cuando una superficie calentada es sumergida en un fluido, el calor fluye de la superficie al medio refrigerante. Debido al incremento de temperatura del fluido su densidad específica se reduce. El fluido (aceite) en transformadores refrigerados por aceite, se eleva y transfiere su calor hacia el ambiente exterior a través del tanque y radiadores.

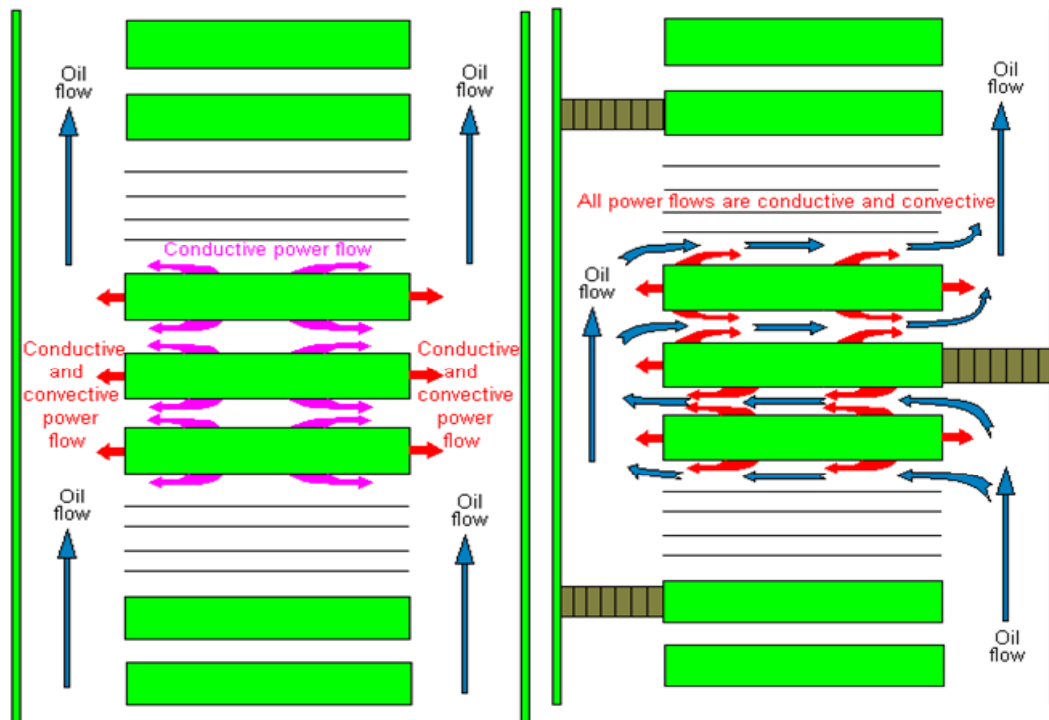
El aceite que se eleva dentro de la cuba es remplazado por el aceite frío inferior y de esta manera se produce la circulación del aceite de forma natural en el interior del tanque del transformador.

La ecuación que expresa la cantidad de calor transferido es la siguiente:

$$Q = hxAx(T_{\text{superficie}} - T_{\text{fluido}}) \quad (7)$$

En dónde Q es el calor transferido en W, h es el coeficiente de transferencia de calor en W/ (m² °C) y A es el área de la superficie en contacto con el fluido.

El calor disipado del tanque del transformador al ambiente ocurre de manera similar sólo que el aire que se renueva cercano a la superficie caliente exterior del tanque es renovado por nuevo aire fresco.



Convección Natural

Convección Forzada

Figura 6.6 Diferencias de flujo entre la convección natural y la convección forzada de Aceite en el seno de un transformador. [17]

Dependiendo del tipo de refrigeración, tendremos valores distintos, en los parámetros fundamentales necesarios para calcular la temperatura del arrollamiento, del transformador.

	Transformadores de media y gran potencia						
	ONAN r	ONAN	ONAF r	ONAF	OF r	OF	OD
Exponente del aceite x	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1
Exponente del arrollamiento y	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2
Constante k_{11}	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1
Constante k_{21}	3	2	3	2	1,45	1,3	1
Constante k_{22}	2	2	2	2	1	1	1
Constante de tiempo τ_0	210	210	150	150	90	90	90
Constante de tiempo τ_w	10	10	7	7	7	7	7

Nota: r, para transformadores cuya refrigeración de aceite en zig-zag con un espacio radial menor de 3mm de grosor entre bobinas.

Tabla 6.1 características térmicas recomendadas dependiendo del sistema de refrigeración, a utilizar para el cálculo de la temperatura del punto caliente del arrollamiento. (Normativa IEC 60076.01) [11]

A continuación podemos ver las diferencias entre la normativa Internacional y la americana en lo que respecta a coeficientes de cálculo de temperaturas dependiendo del tipo de sistema de refrigeración.

	Exponente del aceite		Exponente de arrollamiento	
	IEC 60076-7	IEEE C57.01	IEC 60076-7	IEEE C57.01
ONAN	0.8	0.8	1.3	1.6
ONAF	0.8	0.9	1.3	1.6
OFAN	1	0.9	1.3	1.6
OFAF	1	0.9	1.3	1.6
OFWF	1	0.9	1.3	1.6
ODAN	1	1	2	2
ODAF	1	1	2	2
ODWF	1	1	2	2

Tabla 6. 2 Comparativa entre características térmicas del aceite y arrollamiento, entre la Normativa IEC 60076-7 y la Norma IEEE C57.01 [11] [12]

6.6 INFLUENCIA DE LOS ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR [11]

6.6.1 BORNAS

A continuación hablaremos sobre aspectos cómo el aceite impregnado, aislamiento de papel, y grado de capacitancia de las bornas. Siempre es posible encontrar o realizar otros estudios acerca de las bornas, dependiendo del tipo de aplicación.

En nuestro caso nos basaremos en el más general respecto a diseño, en el que las bornas son fabricadas para soportar una temperatura total del punto caliente de no más de 105 °C en carga nominal, con un transformador cuya temperatura promedio del aceite alto sea de unos 95 °C, sobre un periodo de 24 horas.

Un transformador operando por encima de la carga nominal, puede provocar que las bornas trabajen cerca de su límite de temperatura y por tanto dependiendo del tiempo en el que estén en ese límite, provocar una pérdida de vida.

El siguiente número de factores disminuyen las sobrecargas en las bornas comparado con las sobrecargas del aislamiento del arrollamiento del transformador.

- a) La temperatura del aceite alto del transformador debe estar por debajo de los 95°C a carga nominal y para un transformador exterior.
- b) Las bornas tienen que ser selladas, preservando el aislamiento y la integridad térmica.
- c) El aislamiento de las bornas es normalmente más seco que el del transformador.

d) El aislamiento de las bornas no está sometido significativamente a esfuerzos mecánicos debidos a corrientes de falta.

e) El uso de bornas que soporten más altas corrientes nominales que las de los arrollamientos del transformador.

Los posibles efectos de las sobrecargas en las bornas son:

- Se generan altas presiones internas.
- Envejecimiento de las juntas de los materiales.
- Incremento anormal del factor de potencia debido al deterioro térmico.
- Generación de gases, causados por puntos calientes por encima de los 140 °C.
- Descontrol térmico debido al incremento de la pérdida del carácter dieléctrico a altas temperaturas.
- Calentamientos en las bridas metálicas debido al flujo de dispersión.

A continuación mostraremos en la tabla **6.3** los límites de sobrecarga establecidos por la norma **IEEE C57**, coordinado entre borna – transformador.

Es pues de suma importancia el dimensionamiento térmico de las bornas en la etapa de diseño, para no mermar la sobrecarga de los arrollamientos del transformador dentro de los límites permitidos por la norma **IEEE C57**.

Temperatura ambiente del aire	40°C máximo
Temperatura de la capa superior de aceite del transformador	110°C máximo
Corriente máxima	2 veces la corriente nominal de la borna
Temperatura del punto caliente del aislamiento de la borna	150°C máximo

Tabla 6.3 Límites de sobrecarga establecidos entre borna transformador.

El aislamiento usado en las bornas no está térmicamente tratado. La relación de deterioro en tiempo y temperatura es representada por la siguiente fórmula basada en la teoría de Arrhenius, en la cuál el logaritmo de la vida del aislamiento es una función de la temperatura absoluta.

$$\log(LIFE) = \left[\frac{6972,15}{\Theta H + 273} - 14,133 \right] \quad (8)$$

Dónde:

LIFE: es la vida del aislamiento de la borna en horas.

ΘH : es la temperatura del punto más caliente del aislamiento de la borna en °C.

6.6.2 CAMBIADOR DE TOMAS EN CARGA [11]

En general hay que tener en cuenta sobre que toma está trabajando el transformador a la hora de calcular la temperatura del punto más caliente del arrollamiento del transformador.

Por ejemplo consideremos el caso en dónde la tensión de Alta es constante, y se requiere una tensión constante en el lado de baja tensión, para un grado de carga determinado. En este hipotético caso, imaginemos que se requiere una toma de +15% sobre la tensión nominal del lado de baja.

El calentamiento nominal del aceite, pérdidas y gradientes de temperatura del arrollamiento tienen que ser medidos o calculados, en base a la toma del cambiador que esté en operación para el caso concreto.

Considerar también el caso de un auto transformador con un cambiador de tomas en línea. En dónde el arrollamiento serie tendrá el máximo de corriente en un final del rango de tomas y el arrollamiento común en el otro final del rango de tomas.

6.6.2.1 PÉRDIDAS DE CORTOCIRCUITO [11]

Las pérdidas de corto-circuito de un transformador están en función de la posición de la toma seleccionada.

Se pueden realizar varias conexiones diferentes del arrollamiento de tomas, con el arrollamiento principal.

En la siguiente figura se muestra una aproximación del cálculo del ratio de pérdidas en función de la posición de la toma del cambiador.

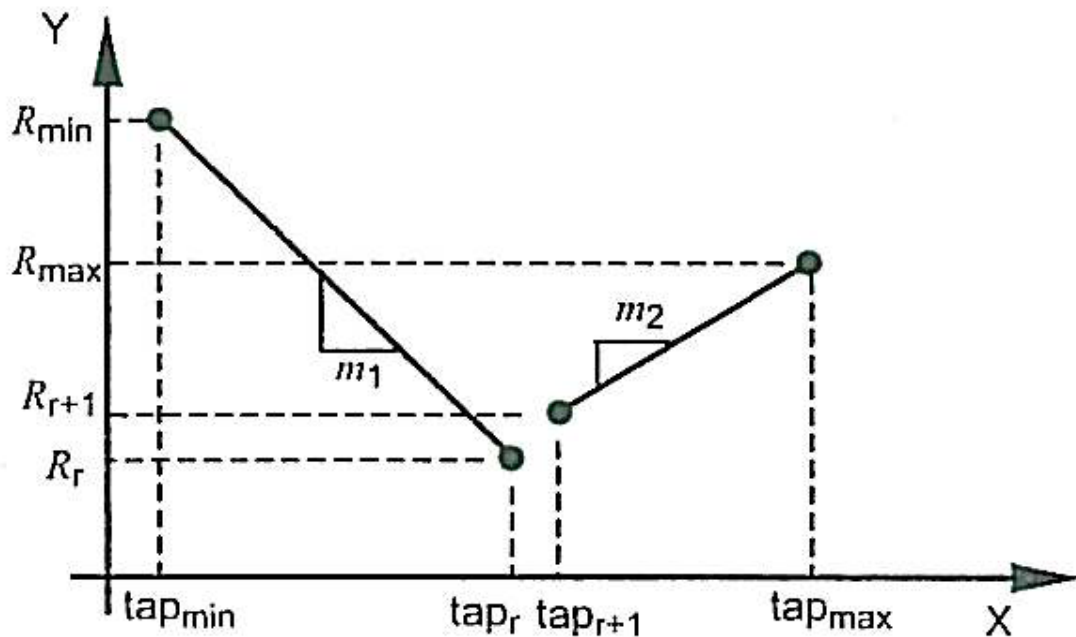


Figura 6.7 Principio de pérdidas en función de la toma del cambiador. [11]

$$m1 = \frac{R_r - R_{min}}{tap_r - tap_{min}} \quad ; \quad m2 = \frac{R_{max} - R_{r+1}}{tap_{max} - tap_{r+1}} \quad (9)$$

Una función lineal es calculada entre la toma de carga nominal y la toma mínima y máxima

X: Posición de toma

Y: Ratio de pérdidas

6.6.2.2 RATIO DE PÉRDIDAS [11]

El calentamiento del aceite alto del transformador es una función del ratio de pérdidas R. Las pérdidas en vacío están asumidas como constantes. Usando una aproximación lineal, R puede ser determinada en función de la posición de toma.

Para posiciones de toma más allá de la toma nominal (desde tap_{r+1} hasta tap_{max}):

$$R(tap) = R_{r+1} + (tap - tap_{r+1}) \times m2 \quad (10)$$

Para posiciones de toma por debajo de la toma nominal (desde tap_{min} hasta tap_r):

$$R(tap) = R_r + (tap - tap_r) \times m1 \quad (11)$$

CAPITULO 7: **CÁLCULO DE TEMPERATURAS**

Para poder realizar el cálculo estimativo de la temperatura de arrollamiento, necesitamos antes conocer el valor de algunas constantes y condiciones iniciales. Estos datos nos servirán para ser implementados posteriormente en la aplicación que vamos a desarrollar en simulink.

Por lo que en este capítulo explicaremos el proceso matemático de cálculo de dichos datos, así como explicaremos el modelo térmico del transformador de potencia.

7.1 SÍMBOLOS IMPORTANTES Y CÁLCULO DE LA CONSTANTE DE TIEMPO DE ARROLLAMIENTO Y DEL ACEITE. [11]

La constante de tiempo de arrollamiento es:

$$\tau_w = \frac{mw \times c \times g}{60 \times P_w} \quad (12)$$

- τ_w** Constante de tiempo de arrollamiento en minutos para una determinada carga.
- g** Gradiente en K del aceite cercano al arrollamiento a una determinada carga.
- m_w** Masa del arrollamiento en Kg.
- C** Calor específico del conductor en Ws/ (Kg \times K) (390 para el Cu y 890 para el Al).
- P_w** Pérdidas en el arrollamiento en W, a la carga considerada.

Otra forma de escribir la ecuación (11)

$$\tau_w = 2,75 \times \frac{g}{(1 + Pe) \times s^2} \quad \text{Para el Cu} \quad (13)$$

$$\tau_w = 1,15 \times \frac{g}{(1 + Pe) \times s^2} \quad \text{Para el Al} \quad (14)$$

Donde:

- Pe** Pérdidas Eddy relativas del arrollamiento en p.u.
- S** La densidad de corriente en A/mm² a la carga considerada.

La constante de tiempo del aceite está calculada de acuerdo a los principales sistemas de refrigeración. La capacidad térmica C para una refrigeración ONAN y ONAF es:

$$C = 0,132 \times m_A + 0,0882 \times m_T + 0,400 \times m_o \quad (15)$$

Donde:

- m_A** Masa del núcleo y bobinas ensambladas en Kg.
m_T Masa del tanque y accesorios en Kilogramos (sólo aquellas porciones en contacto con el aceite caliente se utilizarán).
m_O Masa del aceite en Kilogramos.

Para los modos de refrigeración de aceite forzado, cualquiera de los dos tipos, OF u OD, la capacidad térmica es:

$$C = 0,132 \times (m_A + m_T) + 0,580 \times m_O \quad (16)$$

La constante de tiempo del aceite para una carga considerada se puede calcular de la siguiente forma:

$$\tau_o = \frac{C \times \Delta\theta_{Om} \times 60}{P} \quad (17)$$

Dónde:

- τ_o** Constante de tiempo media del aceite en minutos
Δθ_{Om} Calentamiento medio del aceite a la temperatura ambiente y para la carga considerada.
P Las pérdidas suministradas en W para la carga considerada.

7.2. TEMPERATURAS CONSIDERADAS EN UN TRANSFORMADOR – CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS SUPUESTAS

A continuación describiremos las temperaturas consideradas en el estudio térmico de un transformador de potencia, y el diagrama térmico definido por la IEC 60076-7

- A** Temperatura del aceite alto, media entre la temperatura del aceite exterior a los arrollamientos y la temperatura del aceite que fluye por el interior de los mismos.
B Temperatura del aceite mixto de la parte alta del tanque y de los arrollamientos (frecuentemente se aproxima a la misma temperatura que A).
C Temperatura media del aceite en el tanque.
D Temperatura del aceite en la parte inferior del arrollamiento.
E Parte inferior del tanque.
g_r calentamiento medio entre en el arrollamiento y el aceite (en el tanque) a corriente nominal.

H Factor del punto caliente.
P Temperatura del punto caliente.
Q temperatura media del arrollamiento determinada por la medida de la resistencia.

X-eje Temperatura.
Y-eje Posiciones relativas.

■ Punto medido ● Punto calculado

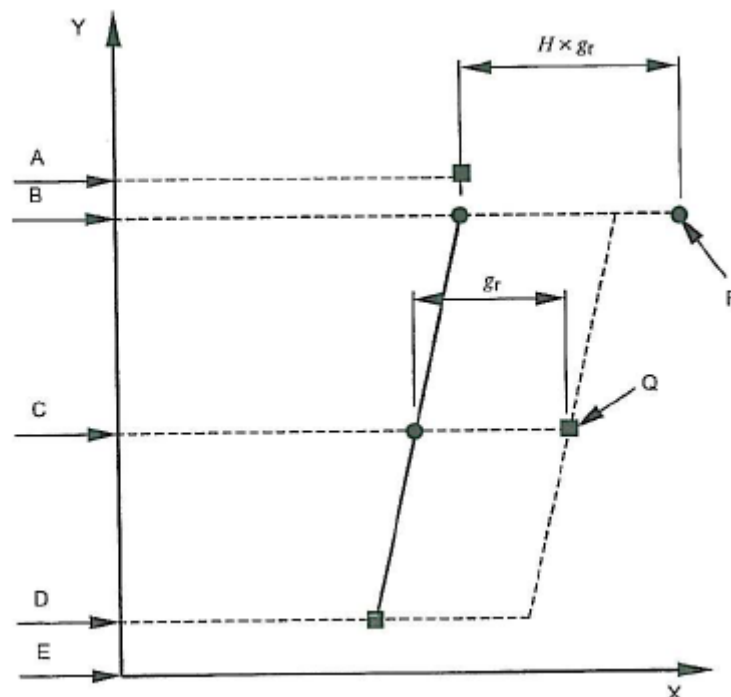


Figura 7.2 Diagrama térmico del transformador de potencia [11]

Para ser más exactos, la temperatura del punto más caliente, debe ser contemplada en la temperatura del aceite adyacente al arrollamiento. Se asume que es la temperatura interna del arrollamiento.

Algunas mediciones han mostrado que la temperatura del aceite alto del arrollamiento podría ser, dependiendo del sistema de refrigeración del transformador, hasta 15 kelvin por encima de la temperatura del aceite mezclado en el tanque.

Normalmente la medición de la temperatura media más alta de arrollamiento no es fácil de medir, no obstante es más sencillo conocer y medir la temperatura del aceite alto de alrededor del arrollamiento.

Las normas de cálculo en este apartado de la **IEC 60076-7** están basadas en lo siguiente:

- $\Delta\theta_{or}$ El calentamiento del aceite alto en el tanque respecto a la temperatura ambiente a pérdidas nominales.

- $\Delta\theta_{hr}$ El calentamiento del punto más caliente respecto a la temperatura del aceite alto en el tanque a corriente nominal.

El parámetro $\Delta\theta_{hr}$ puede ser definido por medición directa durante un ensayo de calentamiento, o por un método de cálculo validado por medición directa.

7.3 CÁLCULO DEL CALENTAMIENTO DEL PUNTO MÁS CALIENTE A TRAVÉS DE UN ENSAYO DE CALENTAMIENTO NORMAL.

Un diagrama térmico se supone, como se muestra en la figura 7.2, en el entendimiento de que dicho diagrama es la simplificación de una distribución más compleja. Las hipótesis hechas en esta simplificación son las siguientes:

- a) La temperatura del aceite dentro del tanque se incrementa linealmente desde la parte baja del tanque hasta la parte alta, sea cual sea el sistema de refrigeración.
- b) Como primera aproximación, el calentamiento del aceite del conductor en cualquier posición hacia arriba del arrollamiento incrementa linealmente paralela al calentamiento del aceite, con una constante diferencial g_r , entre las dos líneas rectas (g_r , siendo la diferencia del calentamiento medio de arrollamiento por medida de resistencia, y calentamiento medio del aceite en el tanque).
- c) El calentamiento del punto más caliente es más alto que el calentamiento del conductor en lo alto del arrollamiento, como es descrito en el apartado anterior, la tolerancia que se tiene en cuenta, se debe al aumento de las pérdidas de flujo disperso, para diferencias en el flujo de aceite locales y posible adición de papel sobre el conductor. teniendo en cuenta estos fenómenos no lineales, la diferencia de temperatura entre el punto más caliente y el aceite alto en el tanque es igual a $H \times g_r$, que es, $\Delta\theta_{hr} = H \times g_r$.

7.4 MEDICIÓN DIRECTA DE LA TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE

La medición directa con sensores de fibra óptica viene siendo utilizada desde mediados de los años 1980 y ha sido llevada a cabo desde siempre sobre algunos transformadores.

La experiencia ha mostrado que hay gradientes de más de 10 Kelvin, entre diferentes puntos locales en la parte alta del arrollamiento de un transformador normal.

Por lo tanto es poco probable que la inserción de, por ejemplo, uno a tres sensores detectase la temperatura real del punto más caliente. Es necesario un compromiso entre las necesidades de integrar un gran número de sensores para encontrar la localización óptima, y los esfuerzos adicionales y costes causados por la inclusión de dichos sensores en los arrollamientos. Es recomendable que los sensores sean instalados en cada arrollamiento para el cuál la medición es requerida.

Normalmente, los conductores cercanos a lo alto del arrollamiento experimentan el máximo flujo de campo y las más altas temperaturas de aceite circundante. Que, por tanto es natural considerar que el punto más caliente se encuentra en la parte alta de los conductores. Sin embargo, Algunas mediciones han mostrado que el punto más caliente debe ser movido a la parte baja de los conductores. Por tanto es recomendable que los sensores estén distribuidos entre los primeros conductores, vistos desde la parte alta del arrollamiento.

El fabricante deberá definir los lugares dónde serán instalados los sensores, según los cálculos de pérdidas y los cálculos térmicos.

Ejemplos de las variaciones de temperatura en lo alto del arrollamiento se muestran en las figuras 7.4.1 y 7.4.2.

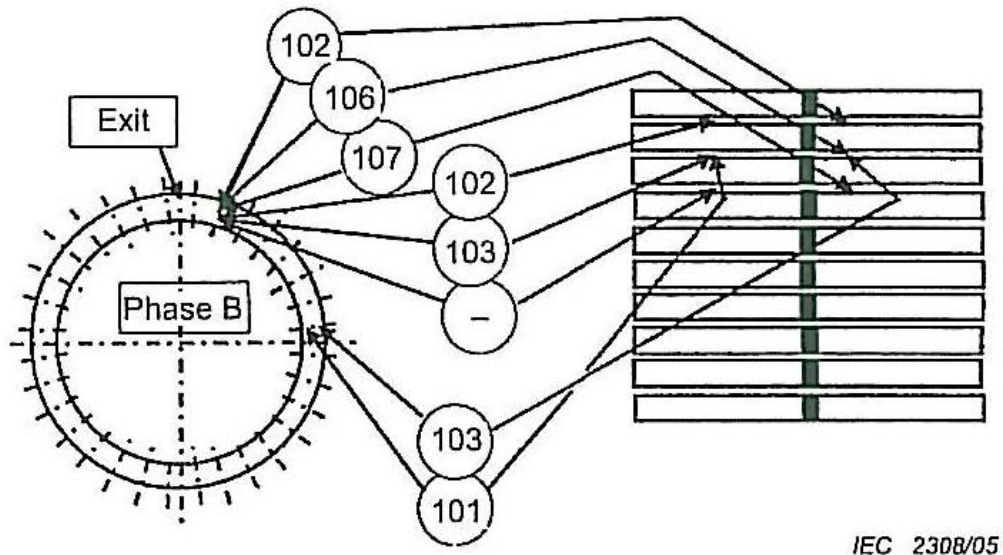


Figura 7.4.1 calentamiento local por encima de la temperatura del aire, en un arrollamiento de 120 Kv con un factor de carga de 1,6. [11]

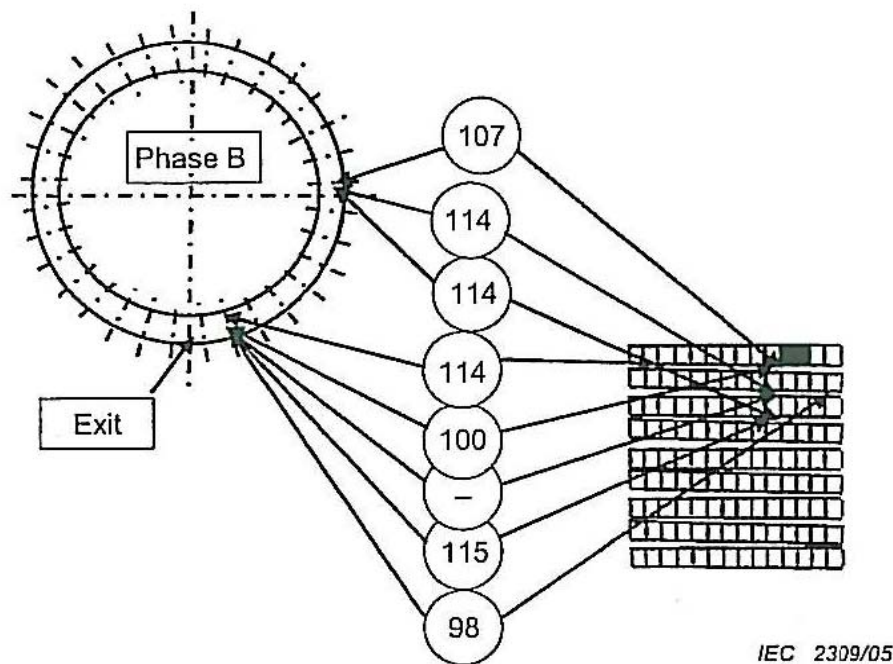


Figura 7.4.2 calentamiento local por encima de la temperatura del aire, en un arrollamiento de 410 Kv con un factor de carga de 1,6 p.u. [11]

La instalación de sondas de fibra óptica fue realizada en un transformador de 400 MVA, con refrigeración ONAF.

Los valores mostrados son los valores en estado de equilibrio, al final de 15 h de un test de sobrecarga.

Los valores 107 K y 115 K fueron cogidos como calentamientos del punto caliente de los respectivos arrollamientos.

El calentamiento del aceite alto al final del test fue de 79 K, $\Delta\theta_{hr} = 28$ K para el arrollamiento de baja (120 Kv) y $\Delta\theta_{hr} = 36$ K para el arrollamiento de alta.

Los sensores fueron insertados en las ranuras de los espacios radiales de tal manera que sólo existía el aislamiento del conductor y una delgada capa de papel entre el sensor y el conductor de metal, como muestra la fotografía ampliada de la figura 8.4.3

De este modo se consigue una precisión razonable en la medición de la temperatura del arrollamiento.

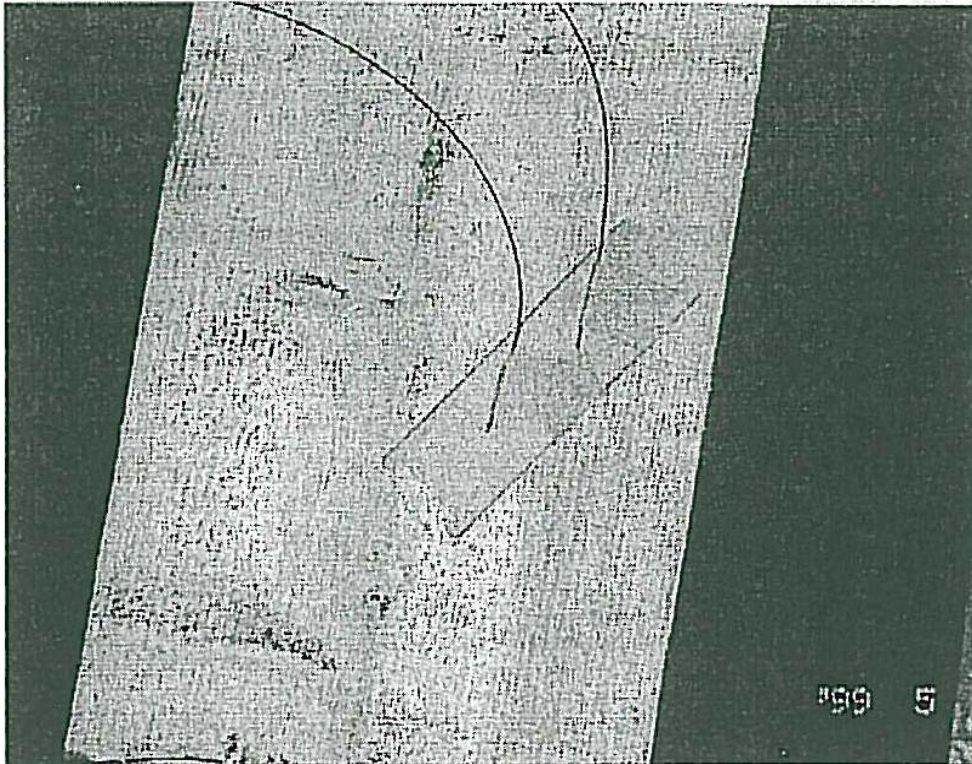


Figura 7.4.3 Dos sensores de fibra óptica instalados en un separador antes de que el separador fuera instalado en el arrollamiento de baja (120 Kv) del transformador. [11]

El factor H del punto caliente es determinado como el radio del gradiente $\Delta\theta_{hr}$ para la sonda del punto más caliente media de arrollamiento respecto a la media del gradiente de aceite g_r .

En la medición del ejemplo, los valores de g fueron de 23 K para el arrollamiento de baja y 30 K para el arrollamiento de alta. Esto significa que los valores de H se encontraron entre 1,22 y 1,20 respectivamente.

El factor H del punto caliente es específico para cada arrollamiento y debería ser determinado de manera individual para cada caso. Los estudios muestran que el factor H varía entre 1,0 y 2,1 dependiendo del tamaño del transformador de potencia, su impedancia de corto-circuito y diseño de los arrollamientos.

El factor H debería pues ser definido, por medición directa o por procedimientos de cálculo, basados en las pérdidas fundamentales y principios de transferencia de calor y sustancialmente en ensayos sobre transformadores prototipo en el entorno de la fabricación y producción.

7.5 TEMPERATURA AMBIENTE

7.5.1 TRANSFORMADORES REFRIGERADOS POR AIRE SITUADOS AL AIRE LIBRE

En este proyecto nos centraremos en los cálculos de la temperatura ambiente, sólo para transformadores cuyo fluido de refrigeración con el exterior sea el aire ambiente, ya que la mayor parte del parque de transformadores en España es de este tipo.

Para consideraciones dinámicas, así como monitorización o sobrecargas de emergencia de corta duración, el perfil de temperatura instantánea debe ser usado directamente. Para el diseño y ensayos en fábrica, las siguientes temperaturas equivalentes son escogidas como temperatura ambiente.

- La temperatura media anual es usada para el cálculo del envejecimiento térmico.
- La temperatura media mensual del punto más caliente mensual es usada para el cálculo de la temperatura máxima del punto más caliente.

Si la temperatura ambiente varía apreciablemente durante el ciclo de carga, la temperatura ambiente ponderada es una constante, temperatura ambiente ficticia, la cuál causa el mismo envejecimiento que la variable temperatura actuando durante ese tiempo.

En el caso en el que la temperatura aumente 6K, se dobla la velocidad de envejecimiento y la temperatura ambiente puede ser asumida como una variable sinusoidal. La temperatura ambiente ponderada anual, θ_E , es igual a

$$\theta_E = \theta_{ya} + 0,01 \times [2(\theta_{ma-max} - \theta_{ya})]^{1,85} \quad (18)$$

Donde:

θ_{ma-max} es la temperatura media mensual del punto más caliente mensual (el cuál es igual a la suma de la media máxima diaria y la media mínima diaria, medido en °C, durante el mes en cuestión, sobre 10 o más años dividido entre 2).

θ_{ya} es la temperatura media anual (la cuál es igual a la suma de las temperaturas medias mensuales, medidas en °C y divididas entre 12).

EJEMPLO: Usando valores medios mensuales (más exactamente usando valores ponderados mensuales) para θ_a :

$\theta_{ma-max} = 30^\circ\text{C}$ durante 2 meses		
$\theta_{ma} = 20^\circ\text{C}$ durante 4 meses		media $\theta_{ya} = 15^\circ\text{C}$
$\theta_{ma} = 10^\circ\text{C}$ durante 4 meses		media ponderada $\theta_E = 20,4^\circ\text{C}$
$\theta_{ma} = 0^\circ\text{C}$ durante 2 meses		

7.5.2 CORRECCIÓN DE LA TEMPERATURA AMBIENTE PARA TRANSFORMADORES SITUADOS EN RECINTOS CERRADOS.

Un transformador operando en un recinto cerrado experimenta un calentamiento extra, qué es aproximadamente la mitad del aumento de la temperatura del aire en dónde está cerrado.

Para transformadores instalados en un metal o cerramiento concreto, $\Delta\theta_{or}$ se define en la siguiente expresión.

$$\Delta\theta'_{or} = \Delta\theta_{or} + \Delta(\Delta\theta_{or}) \quad (19)$$

Dónde:

$\Delta(\Delta\theta_{or})$ es el extra calentamiento del aceite alto bajo carga nominal.

Es muy recomendable que este extra calentamiento sea determinado por pruebas, Pero cuando los resultados de estás pruebas no estén disponibles, los valores dados en la tabla 6 para diferentes tipos de cerramiento deben usarse.

Tipo de recinto	Número de transformadores instalados	Corrección para añadir a la temperatura ambiente ponderada (K)			
		Tamaño de los transformadores (KVA)			
		250	500	750	1000
Bóvedas subterráneas con ventilación natural	1	11	12	13	14
	2	12	13	14	16
	3	14	17	19	22
Sótanos y edificios con poca ventilación	1	7	8	9	10
	2	8	9	10	12
	3	10	13	15	17
Edificios con buena ventilación natural y sótanos y bóvedas con ventilación forzada	1	3	4	5	6
	2	4	5	6	7
	3	6	9	10	13

Nota1: La corrección de temperaturas de la tabla ha sido estimada para subestaciones en condiciones típicas de carga usando los valores más representativos de pérdidas en los transformadores. Están basadas sobre una serie de pruebas de refrigeración natural y forzada en bóvedas subterráneas y subestaciones y sobre mediciones aleatorias en las mismas.

Tabla 7.5.2 - Corrección del aumento de la temperatura ambiente debido al emplazamiento cerrado. [11]

7.6 MÉTODO DE CÁLCULO A TRAVÉS DE ECUACIONES DIFERENCIALES [11]

La formulación de las ecuaciones de calentamiento como exponenciales, es especialmente adecuada para la determinación de los parámetros de transferencia de calor por ensayos y escenarios simplificados. En campo, la determinación de la temperatura del punto más caliente es más frecuente que se necesite calcular para una variación en el tiempo del factor de carga K y de la temperatura ambiente θ_a .

Para este tipo de aplicaciones, la mejor aproximación es el uso de las ecuaciones diferenciales de transferencia de calor.

Las ecuaciones de transferencia de calor, son fácilmente resueltas si las convertimos a ecuaciones diferenciales.

A continuación describiremos el uso de las ecuaciones diferenciales de transferencia de calor, aplicable para variaciones en el tiempo del factor de carga K y variaciones en el tiempo de la temperatura ambiente θ_a . Dichas ecuaciones están entendidas para ser la base del software para procesar datos en orden y definir la temperatura del punto más caliente, como una función del tiempo y consecuentemente la pérdida de vida del aislamiento.

Las ecuaciones diferenciales están representadas en el diagrama de bloques de la figura 7.6

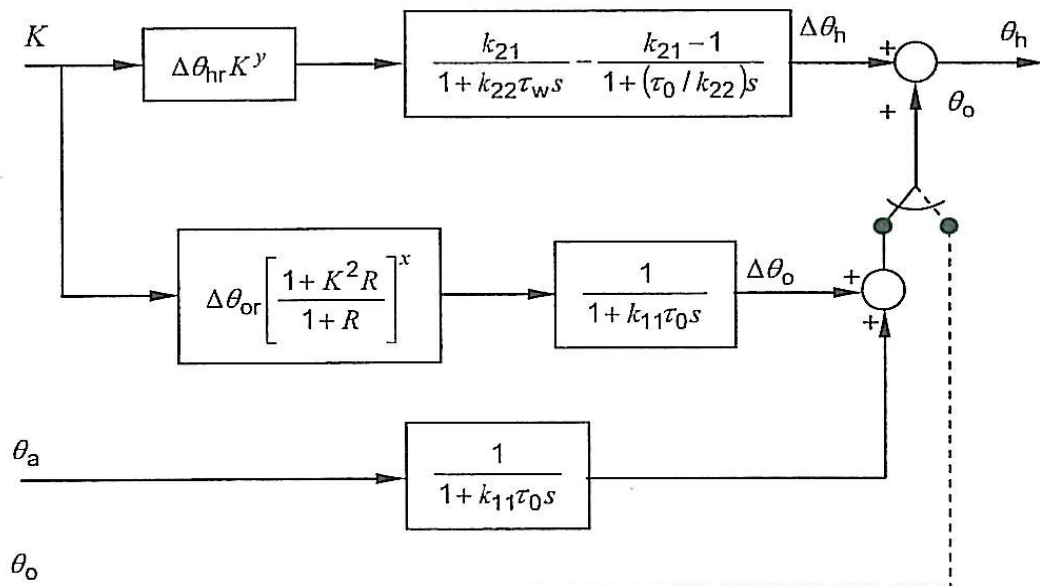


Figura 7.6 – Diagrama de bloques de las ecuaciones diferenciales

Cómo se observa en la figura anterior, las entradas al sistema son el factor de carga K , y la temperatura ambiente θ_a sobre la izquierda. La salida es la temperatura del punto más caliente θ_h sobre el lado derecho. La variable s de Laplace es la derivada del operador d/dt .

En la figura 7.6 el segundo bloque en el camino más alto representa la dinámica de calentamiento del punto caliente. El primer término (con numerador k_{21}) representa el calentamiento principal del punto caliente. El segundo término (con numerador $k_{21} - 1$) Representa la velocidad de variación del paso de flujo de aceite del punto caliente, un fenómeno el cuál cambia de manera más lenta.

El efecto combinado de estos dos términos es para tener en cuenta el hecho de que un repentino aumento de la corriente de carga puede provocar un inesperado pico de temperatura del punto caliente, muy poco después del cambio de carga.

Los valores de k_{11} , k_{21} , k_{22} y el resto de parámetros mostrados están descritos en capítulos anteriores y las constantes provienen de la tabla 6.2

El tiempo de paso será de menos de la mitad de la constante de tiempo más pequeña τ_w para obtener una precisión razonable. Adicionalmente, τ_w y τ_o no deben ser fijadas a cero.

Cuando los principios de transferencia de calor son aplicados a la situación de los transformadores de potencia, las ecuaciones diferenciales son solamente lineales para refrigeración de flujo directo OD. Para otros tipos de refrigeración, OF y ON, la velocidad media de circulación de refrigeración depende de la temperatura del propio refrigerante.

En otras palabras, si no hay ventiladores, la velocidad del flujo de aire del radiador depende de su propia temperatura, mientras que si hay ventiladores, no se cumple.

Similarmente, si no hay bombas de aceite o el flujo de aceite no es directo, la velocidad del flujo de aceite sólo depende de su temperatura. Mientras que si hay bombas, y el flujo es directo, no se cumple.

La consecuencia de esto es qué para los tipos de refrigeración ON, OF o OD se puede mostrar qué el error cometido no es muy grande.

El resultado es qué la ecuación diferencial para la temperatura del aceite alto (entradas, K , θ_a , salida θ_o) es:

$$\left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times (\Delta \theta_o r) = k_{11} \tau_o \times \frac{d\theta_o}{dt} + [\theta_o - \theta_a] \quad (20)$$

La ecuación diferencial para el calentamiento del punto caliente (entrada K , salida $\Delta \theta_h$) se resuelve de manera más fácil, cómo las suma de dos ecuaciones diferenciales,

Donde:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (21)$$

Las dos ecuaciones son:

$$k_{21} \times K^y \times (\Delta\theta_{hr}) = k_{22} \times \tau_w \times \frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} + \Delta\theta_{h1} \quad (22)$$

Y

$$(k_{21} - 1) \times K^y \times (\Delta\theta_{hr}) = (\tau_o / k_{22}) \times \frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} + \Delta\theta_{h2} \quad (23)$$

Las soluciones de las cuales se combinan de acuerdo con la ecuación 20.

La ecuación final para la temperatura del punto caliente es:

$$\theta_h = \theta_o + \Delta\theta_h \quad (24)$$

Con respecto a las ecuaciones 21 y 23, la complejidad está en orden de acuerdo a qué la refrigeración media del aceite tiene una inercia con un factor mecánico en suma a un factor térmico.

El efecto es mayor para el tipo de refrigeración Natural (ON), algo menor para un flujo no directo con refrigeración con bomba de aceite, (OF) e insignificante para flujo directo con bomba de aceite (OD), por lo que se refiere a transformadores de potencia.

7.6.1 CONVERSIÓN A DIFERENCIA DE ECUACIONES

Las anteriores ecuaciones diferenciales no pueden ser resueltas dando una función de salida simple o sencilla, amén que las funciones de entrada también sean sencillas o simples funciones matemáticas: por ejemplo, paso puro de funciones para un transformador instalado, corriente de carga, y temperatura ambiente no son funciones bien definidas en el tiempo.

Si aproximamos este hecho, por ejemplo, aproximación de la corriente de carga como una serie de cambios de paso y la temperatura ambiente sea constante, entonces se consigue que los resultados sean también aproximados.

Si las ecuaciones diferenciales son convertidas a diferencia de ecuaciones, entonces la solución es bastante sencilla.

Las ecuaciones diferenciales **(22)** pueden ser escritas cómo la siguiente diferencia de ecuaciones, dónde **D** significa una diferencia de un pequeño infinitésimo paso de tiempo.

Por tanto la ecuación (20) se convierte en:

$$D\theta_o = \frac{Dt}{k_{11}\tau_o} \left[\left[\frac{1+K^2R}{1+R} \right]^x \times (\Delta\theta_{or}) - [\theta_o - \theta_a] \right] \quad (\text{C.1})$$

El operador D implica una diferencia en la variable asociada qué corresponde a cada tiempo de paso Dt. en cada tiempo de paso, los n valores de Dθ_o son calculados desde (n-1) valores usando

$$\theta_{o(n)} = \theta_{o(n-1)} + D\theta_{o(n)} \quad (\text{C.2})$$

Las ecuaciones 22 y 23 serán:

$$D\Delta\theta_{h1} = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} \times [k_{21} \times \Delta\theta_{hr} K^y - \Delta\theta_{h1}] \quad (\text{C.3})$$

Y

$$D\Delta\theta_{h2} = \frac{Dt}{(1/k_{22})\tau_o} \times [(k_{21} - 1) \times \Delta\theta_{hr} K^y - \Delta\theta_{h2}] \quad (\text{C.4})$$

Los n valores de cada Δθ_{h1} y Δθ_{h2} son calculados de un modo similar a la ecuación C.2

El calentamiento total del punto caliente en los n pasos de tiempos es dado por:

$$\Delta\theta_{h(n)} = \Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)} \quad (\text{C.5})$$

Finalmente, La temperatura del punto caliente en los N pasos de tiempos es dada por:

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} - \Delta\theta_{h(n)} \quad (\text{C.6})$$

Para una solución exacta, el paso de tiempo Dt debería ser tan pequeña como se pueda, nunca mayor que la mitad de la constante más pequeña del modelo térmico. Por ejemplo, si la constante de tiempo para el arrollamiento considerado es de 4 min, el tiempo de paso no debería ser mayor de 2 min.

nota: τ_w y τ_o nunca deben estar a 0.

Por otro lado la ecuación diferencial que representa la pérdida de vida del aislamiento celulósico.

$$\frac{dL}{dt} = V$$

Puede ser convertida a:

$$DL_{(n)} = V_{(n)} \times Dt$$

Y

$$L_{(n)} = L_{(n-1)} + DL_{(n)}$$

CAPITULO 8

MEDIDA DE TEMPERATURAS

Una de las magnitudes más importantes de un transformador que hay que conocer de manera casi continua es la temperatura más alta del arrollamiento y por tanto del aceite alto, para ello se utilizarán termómetros de mercurio o termopares colocados en los devanados o muy cercanos a ellos, que alimentan a milivoltímetros calibrados en °C.

Una combinación de esos termómetros con un circuito de protección y disparo es el conocido relé de imagen térmica, una de las protecciones más importantes junto con el relé buchholz.

8.1 RELÉS DE IMAGEN TÉRMICA [18]

En un transformador, la máxima carga compatible con la seguridad es aquella que provoca que la temperatura más elevada del arrollamiento sea igual a la admisible. Por tanto si se quiere utilizar la plena capacidad térmica del transformador, es preciso conocer la temperatura del punto más caliente correspondiente en cada instante de tiempo. El relé de imagen térmica estima la temperatura del punto más caliente del transformador.

Como es sabido, la temperatura de un transformador depende de las pérdidas en el hierro y de las pérdidas en el cobre. Las pérdidas en el hierro son constantes mientras que las pérdidas en el cobre dependen del grado de carga. Cuando varía la intensidad que atraviesa el transformador, por ejemplo aumentando, la temperatura se eleva partiendo de un valor inicial que depende de la temperatura del aceite del transformador.

Para obtener la temperatura del punto más caliente, el relé suma a la temperatura del aceite un salto térmico que depende del grado de carga del transformador.

En este sentido, el relé de imagen térmica es una de las protecciones más importantes que se instala en un transformador de potencia. Este relé no sólo puede activar alarma sino que es capaz de disparar el relé de protección y desconectar el transformador de la red.

8.2. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO

Sección 1.01 Descripción de la imagen

La imagen térmica (figura 8.2.1.) está constituida de tres elementos distintos:

- El elemento de medida propiamente dicho.
- La vaina (funda) estanca.
- La tapa de protección del elemento de medida.

Sección 1.02 **Elemento de medida** – la sonda de medida es un cilindro aislante que lleva un arrollamiento, el arrollamiento calefactor, cuya resistencia depende de la temperatura. Como se aprecia en la figura 8.2.1, este arrollamiento está atravesado por una intensidad proporcional a la intensidad de carga. Este bobinado está arrollado alrededor de la sonda sobre un tubo aislante que introduce una constante de tiempo térmica de retardo; el espesor de este tubo depende de la constante de tiempo del arrollamiento a reproducir.

Sección 1.03

Sección 1.04 Este conjunto que constituye el elemento de medida de la imagen, está contenido en un segundo tubo aislante que lleva un capuchón, este último está provisto de cuatro bornas que permiten el empalme de la sonda y del arrollamiento calefactor a la caja de accesorios.

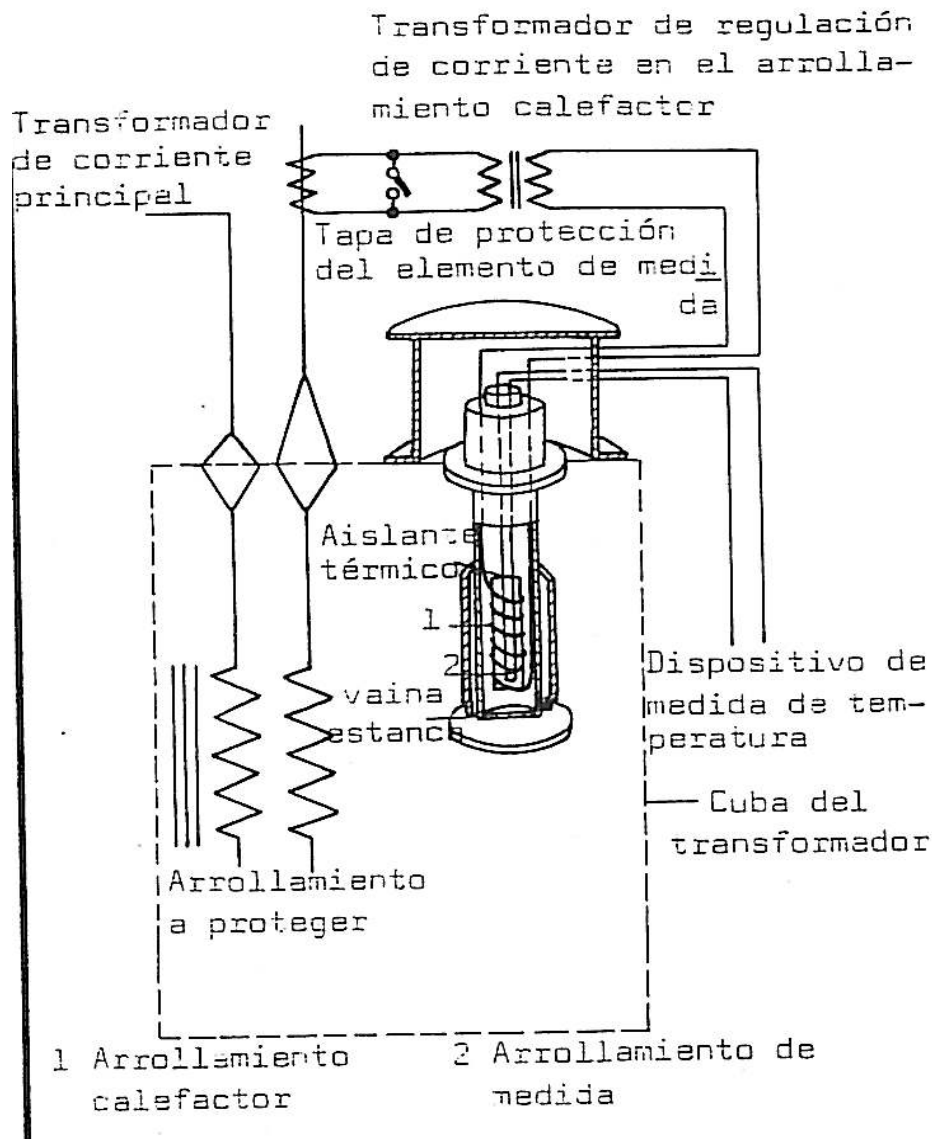


Figura 8.2.1 Esquema de imagen térmica en un transformador de potencia. [18]

Sección 1.05 ***Vaina (funda) estanca*** – Para permitir la colocación y el desmontado del elemento de medida de la imagen, sin vaciar el aceite del transformador, el conjunto esta alojado en una vaina metálica sumergida en el aceite, formando un “dedo de guante” estanco.

Para mejorar los cambios térmicos entre el aceite del transformador y la parte activa de la imagen, el diámetro del dedo de guante se elige de tal forma que el elemento de medida entre sin juego apreciable, además el pequeño espacio que subsiste está lleno de aceite fluido.

Para evitar los cambios térmicos, entre la cuba del transformador y la imagen, el dedo de guante esta fijado en la pared que le soporta por mediación de una pieza en material de aislante térmico.

La estanqueidad está asegurada por unas juntas de caucho sintético inalterable en el aceite caliente.

Al aumentar la temperatura del aceite disminuye su viscosidad. Con ello la refrigeración mejora y el salto térmico provocado por el arrollamiento calefactor disminuye. Para corregir la influencia de la viscosidad del aceite sobre la diferencia de temperatura del arrollamiento, se rodea el dedo de guante (a una distancia conveniente) de un tubo de materia aislante térmico de forma que se produzca alrededor de la imagen una lámina de aceite análoga a la que se forma alrededor de los arrollamientos del transformador. De esta forma la viscosidad del aceite actúa de la misma manera para los arrollamientos y para la imagen.

Tapa de protección – La parte superior del dedo del guante y del elemento de medida, así como las bornas de empalme, están protegidos contra las intemperies por una tapa estanca, provista de prensa-estopas para el paso de los cables de conexión.

Adaptación de la imagen a un transformador

Cuando existe tapa de registro de inspección, el dedo de guante puede ser fijado sobre esta tapa, no hay pues entonces dificultad especial para el montaje.

En general, habrá que aprovechar el periodo de revisión del transformador para desmontar la tapa y montar la imagen sobre ésta.

Normalización

Dos modelos de imágenes térmicas, la imagen IT 30 y la imagen IT 10 están previstas respectivamente para unas constantes de tiempo cobre aceite de 3 y 10 minutos, en estos dos casos, la diferencia de arrollamiento puede ser regulada entre 10 y 40°C. Los dos modelos no difieren más que por las características del elemento de medida.

Regulación de la diferencia de arrollamiento

Las imágenes están reguladas para la diferencia de arrollamiento normal que corresponde a la carga nominal del transformador.

Se regula la elevación de temperatura provocada por el elemento calefactor, modificando la corriente que la atraviesa con la ayuda de un transformador auxiliar con tomas de regulación (figura 8.2.1); el primario de este transformador está alimentado por el secundario del transformador de intensidad que mide la corriente del arrollamiento a proteger.

Este transformador auxiliar está determinado para cada arrollamiento, en función:

- de corriente nominal
- de la relación de transformador de corriente principal
- de la diferencia de arrollamiento normal
- del modelo del elemento de medida

Cuando el modo de refrigeración del transformador puede ser modificado en curso de la explotación, hay que modificar el valor de la diferencia de arrollamiento, teniendo en cuenta las posibilidades de sobrecarga que brinda la refrigeración forzada.

Un relé auxiliar conmuta, sin corte, las tomas del transformador de calefacción de la imagen, el mando de este relé puede ser simultáneo al de los ventiladores de refrigeración.

Consumo y Protección de la imagen

El consumo de la imagen propiamente dicha, es del orden de 10 VA, el consumo del transformador auxiliar (6 VA aproximadamente) se le añade a la de la imagen.

Con el objeto de proteger la imagen contra corto-circuitos, el transformador auxiliar se satura a partir de una intensidad correspondiente a 3 veces la intensidad nominal del transformador a proteger.

Número de imágenes a montar por transformador

En el caso de un transformador de 2 arrollamientos, la imagen está dispuesta, preferentemente en el arrollamiento de alta tensión, que es el más vulnerable.

En el caso de un transformador de 3 arrollamientos, conviene montar una imagen por arrollamiento, las constantes de tiempo de cada imagen corresponden a las de los arrollamientos protegidos.

En un proyecto de transformador, el montaje ulterior de una imagen térmica puede ser reservado para montar sobre la tapa el dedo de guante, y la tapa de las imágenes de constante de tiempo apropiada a la de los arrollamientos. Puede estar provista:

- de las imágenes completas.
- de las vainas y tapas para el montaje ulterior de imágenes.
- de los elementos de medida solos.

Funcionamiento

Imágenes térmicas IT 30 – IT 10

Como no es posible proceder, en las condiciones reales de funcionamiento, a una medida efectiva de la temperatura de los arrollamientos de alta tensión, se ha buscado substituir a la medida directa, por una medida indirecta que se deduce de las consideraciones siguientes:

Si se llama:

- θ_e la temperatura del punto más caliente del arrollamiento.
- θ_a la temperatura ambiente.
- $\Delta\theta_h$ el calentamiento (elevación de la temperatura) de la capa de aceite más caliente Con relación a la temperatura ambiente.
- E la diferencia de temperatura entre el punto más caliente del arrollamiento y la capa De aceite más caliente, se tiene la relación:

$$\theta_e = \theta_a + \Delta\theta_h + E$$

E es llamada diferencia de arrollamiento.

La temperatura del aceite más elevada no indica la carga compatible con la seguridad si no se le conoce la diferencia de arrollamiento que depende de la concepción térmica del transformador y de las condiciones de carga: θ_h y E son, en efecto, prácticamente independientes el uno del otro, ellos varían según el tipo de construcción del transformador y según el diagrama de la carga que acaba de calentar el transformador.

La elevación de temperatura del aceite depende de las pérdidas totales en el transformador y de la disipación de calor del aceite del conjunto de refrigeración, sigue lentamente las variaciones de carga, pues la capacidad térmica del conjunto del transformador es grande, y la constante de tiempo térmica de este conjunto puede alcanzar varias horas.

La diferencia de arrollamiento no depende más que de las pérdidas en el cobre y de la resistencia térmica de la disipación de calor de las bobinas hacia el aceite. Esta diferencia sigue relativamente deprisa las variaciones de carga, pues la capacidad térmica de los arrollamientos es débil y la constante de tiempo térmica correspondiente es del orden de varios minutos.

Una carga de corta duración aumentará la diferencia de arrollamiento pues prácticamente tanto como una carga continua de igual valor, si bien no tendrá tanta influencia sobre la temperatura del aceite. Las cargas de larga duración o continuas, ejercerán su plena influencia sobre una y otra temperatura.

Se concibe, pues, según esto, que sea necesario para obtener indirectamente la temperatura más elevada, aumentar por medios apropiados la temperatura del aceite más elevada, de la diferencia del arrollamiento a proteger teniendo en cuenta su constante de tiempo.

El objeto esencial del dispositivo es pues, medir la temperatura más elevada del aceite y aumentarla en el valor de la diferencia de arrollamiento, la medida de este último estando efectuada de una constante de tiempo igual a la del arrollamiento.

La temperatura más elevada del aceite está determinada por una medida directa, por medio del termómetro de resistencia cuya sonda, instalada en la parte superior de la cuba, sumerge en el aceite más caliente, se añade a esta temperatura, la diferencia de arrollamiento con una constante de tiempo apropiada, con la ayuda de una resistencia de calefacción arrollada alrededor de la sonda y alimentada por una corriente proporcional a la del arrollamiento a proteger, la temperatura de la sonda es así teóricamente la misma que la del punto más caliente de los arrollamientos del transformador.

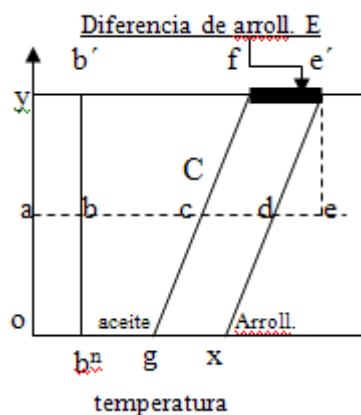


Figura 8.2.2 – Diagrama de la temperatura de un transformador, x respecto a la altura de la cuba, “y” [18]

Indicaciones de la imagen.- Para precisar las ideas recordemos las condiciones de calentamiento de un transformador.

La temperatura del aceite y de los arrollamientos no es constante sobre toda la altura del aparato. En la Figura 8.2.2 se muestra en ordenadas la altura del arrollamiento, desde de la galleta inferior, situada en la cota 0, hasta la galleta superior, situada en la cota Y.

En abscisas se muestra la temperatura del aceite y la temperatura del arrollamiento. La menor temperatura se alcanza en el punto O.

Se puede hacer la representación simplificada siguiente de la repartición de la temperatura a lo largo del arrollamiento.

gf representa la temperatura del aceite que crece linealmente sobre la altura del arrollamiento.

xe' representa la temperatura del arrollamiento que sobrepasa la del aceite de un valor constante.

gx = cd = fe' que no es otra que la diferencia de arrollamiento definida anteriormente.

La temperatura ambiente está representada en **ob'' = ab = yb'**.

ac - representa la temperatura media del aceite.

ad - representa la temperatura media del arrollamiento, tal como se determina por medida de la variación de resistencia.

de - representa la diferencia entre la temperatura máxima del arrollamiento y su temperatura media.

La imagen, regulada para reproducir la diferencia de arrollamiento deseada, está situada en la parte superior del aceite, mide una temperatura que traducida gráficamente por:

La temperatura del punto más caliente (**ye'**) es la suma de la temperatura del aceite en la parte superior de la cuba (**yf**) mas la diferencia de arrollamiento

$$\mathbf{ye' = yf + fe}$$

Por ejemplo, la norma NF 52100 prevé para transformadores de clase A:

- Calentamiento medio del cobre (medido por variación de resistencia): 60°C sea **bd**.
- Calentamiento límite del aceite: 50°C sea **b'f**.
- Sobrecalentamiento del punto caliente: 10°C, sea **de**.

Para una temperatura ambiente efectiva de 30°C (**ob'' = ab = yb'**), y si el transformador alcanza exactamente a plena carga los valores anteriores, la temperatura del aceite en la cima de la cuba será:

$$\mathbf{yf = yb' + b'f = 30 + 50 = 80^{\circ} \text{ C}}$$

La temperatura del punto más caliente del arrollamiento será:

$$ye' = ab + bd + de = 30 + 60 + 10 = 100^{\circ}\text{C}.$$

Lo que da una diferencia de arrollamiento de:

$$E = fe' = cd = 100 - 80 = 20^{\circ}\text{C}$$

El valor de E caracteriza el tipo de construcción del transformador.

8.2.2 AJUSTE DE LA IMAGEN TÉRMICA Y UTILIZACIÓN PARA DISCRIMINAR SOBRECARGAS ADMISIBLES.

Posibilidades de regulación de la imagen.

Según el gráfico de la fig 8.2.2 la regulación de la imagen térmica IT 10 (valor de la diferencia de arrollamiento) es posible entre 10 y 40. La regulación de transformación del transformador intermedio de calentamiento de la imagen. La corriente puede variar de 5 a 8 Amp.

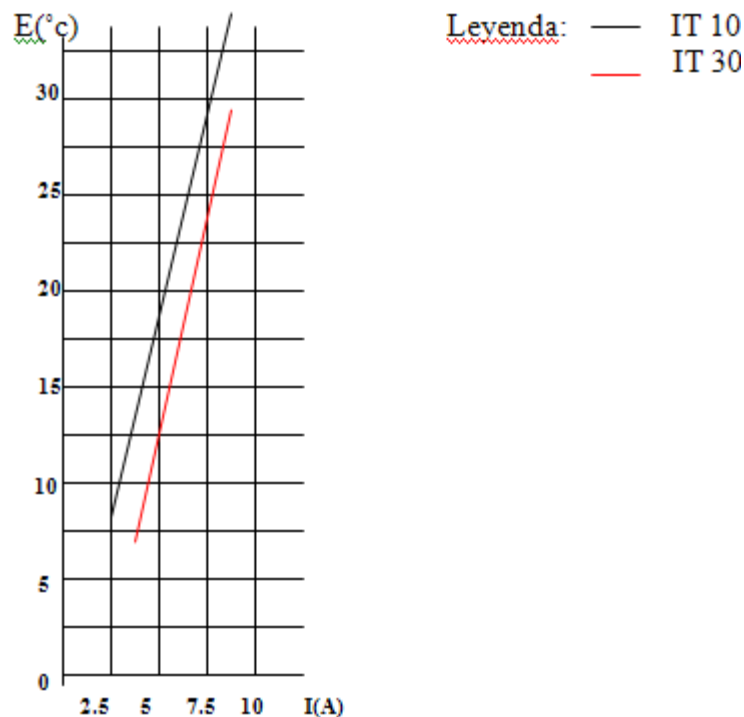


Figura 8.2.2.1 Curvas de calentamiento en función de la intensidad de la corriente en el arrollamiento calefactor de las imágenes térmicas IT 10 e IT 30, colocadas en un baño de aceite a 75°C después de 1 hora y 30 de servicio permanente. [18]

Regulación de la imagen.

El gradiente de arrollamiento trata de regular el calentamiento de la imagen para realizar una elevación de temperatura por encima de la temperatura del aceite correspondiente al gradiente previsto.

Si se cortocircuita el arrollamiento del transformador de calentamiento y el transformador a proteger está, el relé mide la temperatura de la capa superior del aceite (supuesto que haya llegado al régimen permanente).

Cuando se retira el cortocircuito y se calienta de nuevo la sonda, la temperatura se eleva, y tarda aproximadamente una hora en estabilizarse, si la temperatura del aceite permanece constante durante este intervalo, la diferencia entre la lectura con el transformador cortocircuitado y la lectura con el transformador en servicio corresponde al gradiente de arrollamiento. Si el valor no corresponde al deseado, hay que corregir actuando sobre el transformador de ajuste.

Ejemplo: se desea que la diferencia de arrollamiento sea de 20° cuando circula la corriente nominal del transformador (corriente a plena carga) de 292 amperios.

Para obtener un gradiente de 20°, la figura 9.2.1.3 indica que la corriente en la sonda de calentamiento de la imagen térmica debe ser de 5.75 amperios.

Si el transformador principal del transformador de potencia a proteger tiene una relación 350/5 A, la corriente en el secundario del transformador de intensidad principal es

$$5 \times \frac{292}{350} = 4.17 \text{ amperios}$$

Por tanto, la relación del transformador de ajuste deberá ser:

$$\frac{5.75}{4.17} = 1.38$$

Sea pues sobre la toma secundaria $5 \times 1.38 = 6.9$

Sea sobre la toma 7 amperios.

De esta manera podemos determinar qué gradientes de temperatura son permitidos en explotación y cuáles no, para tarar temperaturas de disparo en relación al gradiente cobre aceite.

8.2.3. ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS

Los relés basados en microprocesador, utilizados para la protección de circuitos primarios en redes de distribución a cualquier nivel de tensión, y como protección auxiliar de respaldo para transformadores, generadores y motores, poseen funciones de protección básicas que incluyen sobreintensidad temporizada, sobreintensidad instantánea (dos niveles), así como protección de **imagen térmica (49)**.

Los elementos de sobreintensidad pueden ser trifásicos y de tierra o monofásicos, dependiendo del modelo seleccionado. Asimismo, se ofrecen las funciones opcionales de arranque en frío, protección de fallo de interruptor, estado del interruptor, lógica configurable y reenganchador. Cada elemento de protección puede ser habilitado a través del panel frontal o mediante comunicaciones. La flexibilidad de los ajustes y las curvas seleccionables ANSI, IEC, IAC o EPTAR-C facilitan una coordinación precisa con otros dispositivos.

El teclado frontal permite al usuario ajustar la velocidad y la dirección del relé para la comunicación. El relé incorpora un puerto frontal RS232 y otro trasero RS485 para el acceso por ordenador mediante protocolo ModBus® RTU. El puerto trasero RS485 puede ser transformado en un RS232 o un puerto de fibra óptica (fibra óptica de plástico o cristal) a través de un convertidor externo como los modelos DAC300 ó F485 de GE Multilin. El programa basado en Windows® MIIPC, se suministra gratuitamente con el relé para facilitar la configuración del sistema y de la propia unidad MIFII. El acceso por ordenador permite el ajuste y configuración (entradas, salidas, LEDs y lógica configurable) de las unidades, así como visualización de la información sobre medidas y estados a tiempo real de la unidad. Existe una opción que permite visualizar el registro de eventos y el de oscilografía de la última falta.

El MIFII está construido en una caja de 1/4 de rack de 19".

Este tipo de relés ofrecen una avanzada protección digital que incluye:

Protección de sobreintensidad, sobreintensidad temporizada de fases (51P), sobreintensidad temporizada de tierra (51G), sobreintensidad instantánea (50) y **unidad de imagen térmica (49):**

Se incluye una unidad de imagen térmica para proteger el equipo contra sobrecalentamiento debido a una carga excesiva.

Se pueden ajustar varias curvas de operación en función de la constante de tiempo de calentamiento T1 (ajustable entre 3 y 600 minutos). La constante de tiempo de enfriamiento T2 es ajustable desde 1 a 6 veces la constante de calentamiento.



Figura 8.2.3 Relé con Microprocesador, que incluye imagen térmica

CAPÍTULO 9 : **EJEMPLO DE APLICACIÓN DE CÁLCULO DE TEMPERATURAS CON SIMULINK**

Cómo hemos podido apreciar a lo largo de los capítulos anteriores, el transformador de potencia es una máquina eléctrica estática cuyas características térmicas dependen de factores de fabricación:

Un núcleo magnético que impida calentamientos excesivos por corrientes foucault y pérdidas de magnetización, un conductor de cobre para los arrollamientos, un buen aislamiento de papel celulósico con una alta rigidez dieléctrica, un aceite aislante y refrigerante, sistemas de refrigeración adecuados y un proceso de fabricación que permita llevar a cabo todo lo anterior.

Una vez fabricado y teniendo en cuenta que es la máquina eléctrica más costosa de una instalación eléctrica de Potencia, retomando uno de los objetivos principales de este proyecto debemos conocer su envejecimiento periódico y los límites de sobrecarga hasta los que podemos llegar tanto en magnitud cómo en tiempo.

Por ello hemos desarrollado en simulink una aplicación para estimar los datos de la temperatura del punto más caliente y los datos de pérdida de vida para un factor de carga determinado en el tiempo.

De acuerdo a este objetivo explicaremos en este capítulo cómo parametrizar los datos del transformador y el nombre de esos parámetros así como los datos que vamos a necesitar cómo entradas al sistema (diagrama de bloques en matlab, Simulink) através del ejemplo incluido en la Norma IEC 60076-7 con el fin de poder comprobar el buen funcionamiento de la aplicación.

Veamos el ejemplo:

9.1 ESTABLECER LOS PARÁMETROS DE DISEÑO NECESARIOS PARA EL CÁLCULO.

Los parámetros usados estan elegidos de manera que la temperatura nominal del punto más caliente sea de 110°C y la temperatura ambiente de 30°C. el resto de parámetros son típicos en un transformador de Potencia.

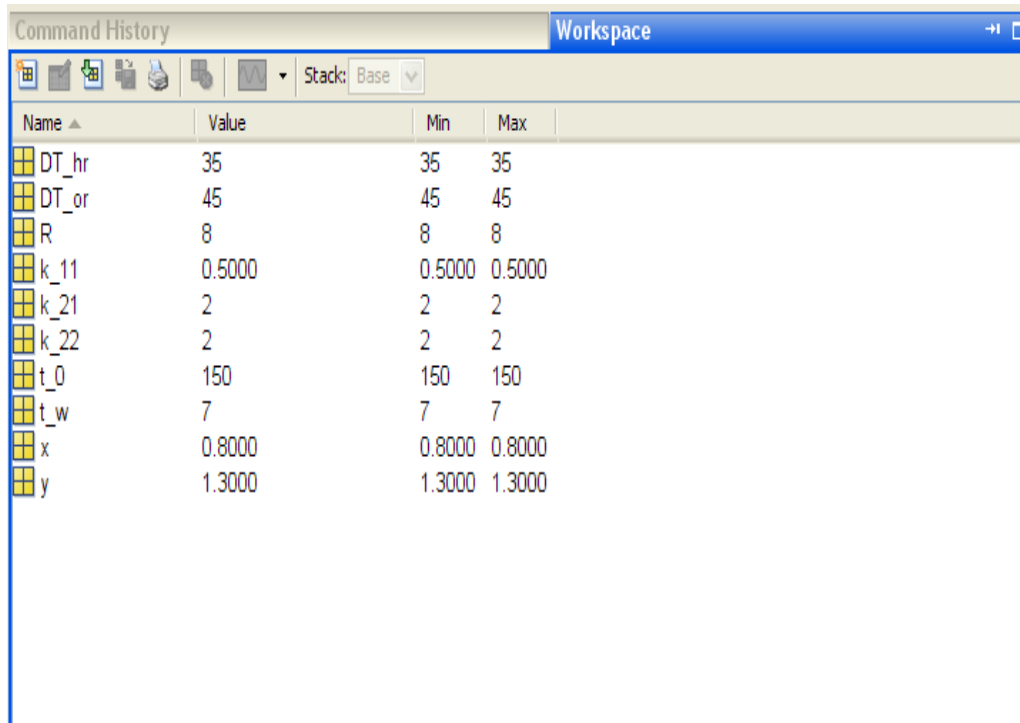
- $\Delta\theta_{or}$ = Calentamiento de la capa superior de aceite, en estado estable con pérdidas nominales $\rightarrow 45K$
- τ_o = Constante térmica de tiempo del aceite $\rightarrow 150$ min
- R = Relación entre las pérdidas en carga a corriente nominal y las pérdidas en vacío $\rightarrow 8$
- Y = Exponente térmico de cálculo para los arrollamientos $\rightarrow 1,3$
- k_{21} = Constante Térmica $\rightarrow 2$
- k_{11} = Constante Térmica $\rightarrow 0,5$
- k_{22} = Constante Térmica $\rightarrow 2$

- $\Delta\theta_{hr}$ = Calentamiento del punto más caliente del aceite de la capa superior de la cuba $\rightarrow 35K$
- τ_w = Constante térmica de tiempo $\rightarrow 7$ min
- X = Exponente térmico de cálculo del aceite $\rightarrow 0,8$

Estos parámetros serán introducidos en simulink como valores constantes dentro de una variable, que podemos modificar cuando tengamos datos de otro fabricante.

En simulink estos datos serán llamados de la siguiente manera en el espacio de trabajo (Workspace) de Matlab.

$DT_{hr} \rightarrow \Delta\theta_{hr}$
 $DT_{or} \rightarrow \Delta\theta_{or}$
 $R \rightarrow R$
 $K_{11} \rightarrow k_{11}$
 $K_{21} \rightarrow k_{21}$
 $K_{22} \rightarrow k_{22}$
 $X \rightarrow X$
 $Y \rightarrow Y$
 $T0 \rightarrow \tau_o$
 $TW \rightarrow \tau_w$



Name	Value	Min	Max
DT_hr	35	35	35
DT_or	45	45	45
R	8	8	8
k_11	0.5000	0.5000	0.5000
k_21	2	2	2
k_22	2	2	2
t_0	150	150	150
t_w	7	7	7
x	0.8000	0.8000	0.8000
y	1.3000	1.3000	1.3000

Figura 9.1 Definición de las variables de los parámetros del transformador

9.2 ESTABLECIMIENTO DE LOS DATOS DE ENTRADA, EN UNA TABLA.

Paso	Tiempo (min.)	Temperatura ambiente θ_a (°C)	Factor de carga K
0	0	30,3	0,81
1	3	29,9	0,87
2	6	29,8	0,88
3	9	29,5	0,86
4	12	29,6	0,90
5	15	29,5	0,92
6	18	29,5	0,95
7	21	28,9	0,96
8	24	29,0	0,97
9	27	28,6	1,00
10	30	28,0	1,70
11	33	28,7	1,70
12	36	27,8	1,73
13	39	28,1	1,72
14	42	27,9	1,69
15	45	27,1	1,68
16	48	26,9	1,71
17	51	26,7	1,69
18	54	27,2	1,67
19	57	26,7	1,68
20	60	26,9	1,63
21	63	26,5	1,59
22	66	26,2	1,53
23	69	26,3	1,49
24	72	25,4	1,41
25	75	25,6	1,38
26	78	25,3	1,32
27	81	24,8	1,28
28	84	24,5	1,21
29	87	24,3	1,19
30	90	24,1	0,87
31	93	24,3	0,88
32	96	24,1	0,87
33	99	23,4	0,86
34	102	23,6	0,85
35	105	23,8	0,87
36	108	23,1	0,83
37	111	23,3	0,86
38	114	23,1	0,85
39	117	22,3	0,82
40	120	22,2	0,86

Tabla 9.2 Datos de Entrada

Las temperaturas ambiente y los factores de carga están disponibles en intervalos de 3 minutos. Este es el tiempo de paso máximo el cuál debería de ser menor que la mitad de la constante de tiempo más pequeña, τ_w , en las ecuaciones, si queremos obtener una solución con mayor exactitud. En este caso $\tau_w = 7\text{min}$ y $Dt = 3\text{min}$.

9.3 CÁLCULO DE LAS CONDICIONES INICIALES

A pesar de qué el sistema puede no estar en equilibrio en un periodo de cálculo, no cometemos mucho error al suponerlo estable y tiene muy poco efecto sobre el resultado final.

Las condiciones iniciales son calculadas igualando a cero las derivadas temporales de las ecuaciones, 20, 22 y 23 del capítulo resultando los siguientes valores.

De la ecuación (20), el valor inicial de $\theta_{o(0)} = \left[\frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \times \Delta\theta_{or} + \theta_a = 63,9 \text{ } ^\circ\text{C}$

De la ecuación (22), el valor inicial de $\Delta\theta_{h1}$ es $\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = 53,2 \text{ K}$

De la ecuación (23), el valor inicial de $\Delta\theta_{h2}$ es $\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21} - 1) \times K^y \times \Delta\theta_{hr} = 26,6 \text{ K}$

También las condiciones iniciales para la pérdida de vida, L, deberían especificarse. Asumiendo en este punto que el propósito del cálculo es averiguar la pérdida de vida para una sobrecarga particular. Por tanto el valor inicial de L es $L_{(0)} = 0$

9.4 RESOLVER LA DIFERENCIA DE ECUACIONES.

En $n = 0$, $t = 0$, $\theta_{o(0)} = 63,9$ (las unidades son omitidas; tradicionalmente $^\circ\text{C}$ para temperaturas y K para diferencia de temperaturas).

$$\Delta\theta_{h1(0)} = 53,2$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = 26,6$$

$$L_{(0)} = 0$$

En $n = 0$, $t = 3 \text{ min.}$, de las ecuaciones (C.1 y C.2), La temperatura del aceite alto cambia cómo sigue:

$$D\theta_{o(1)} = \frac{3}{0,5 \times 150} \left[\left[\frac{1 + 0,87^2 \times 8}{1 + 8} \right]^{0,8} \times 45 - [63,9 - 29,9] \right] = 0,121 \text{ Y}$$

$$\theta_{o(1)} = \theta_{o(0)} + D\theta_{o(1)} = 63,9 + 0,121 = 64,0$$

Similarmente, de la ecuación (C.3), el primer término del calentamiento del punto caliente, cambia de la siguiente forma:

$$D\Delta\theta_{h1(1)} = \frac{3}{2,0 \times 7} (2,0 \times 35 \times 0,87^{1,3} - 53,2) = 1,12 \quad Y$$

$$\Delta\theta_{h1(1)} = \theta_{h1(0)} + D\Delta\theta_{h1(1)} = 53,2 + 1,12 = 54,3$$

De manera análoga, de la ecuación (C.4), el segundo término del calentamiento del punto caliente, cambia de la siguiente forma:

$$D\Delta\theta_{h2(1)} = \frac{3}{(1/2,0) \times 150} ((2,0 - 1) \times 35 \times 0,87^{1,3} - 26,6) = 0,104 \quad Y$$

$$\Delta\theta_{h2(1)} = \theta_{h2(0)} + D\Delta\theta_{h2(1)} = 26,6 + 0,104 = 26,7$$

Entonces el calentamiento total del punto caliente, de la ecuación (C.5):

$$\Delta\theta_{h(1)} = \Delta\theta_{h1(1)} - \Delta\theta_{h2(1)} = 54,3 - 26,7 = 27,6$$

Y finalmente, La temperatura del punto caliente es, de la ecuación (C.6):

$$\theta_{h(1)} = \theta_{o(1)} + \Delta\theta_{h(1)} = 64,0 + 27,6 = 91,6$$

La pérdida de vida sobre este tiempo de paso está dada por la siguiente ecuación:

$$DL_{(1)} = V_{(1)} \times Dt = \left[e^{\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_{h(1)}+273}} \right] \times 3 = 0,42 \text{ min}$$

La pérdida de vida total para este punto es:

$$L_{(1)} = L_{(0)} + DL_{(1)} = 0 + 0,42 \text{ min} \text{ O } 0,00029 \text{ días}$$

En $n = 2$, $t = 6 \text{ min}$, la entrada de cálculo es repetida, con todos los subíndices incrementados a 1, y así sucesivamente hasta $n = 40$ y $t = 120 \text{ min}$.

9.5 DIAGRAMA DE BLOQUES Y DATOS DE ENTRADA EN SIMULINK

Una vez en el espacio de trabajo de Simulink, hemos implementado todo el sistema de cálculo de temperatura del punto más caliente, y pérdida de vida, basándonos en el diagrama de bloques de la Normativa IEC 60076-7, de la figura 7.6 del capítulo 6.

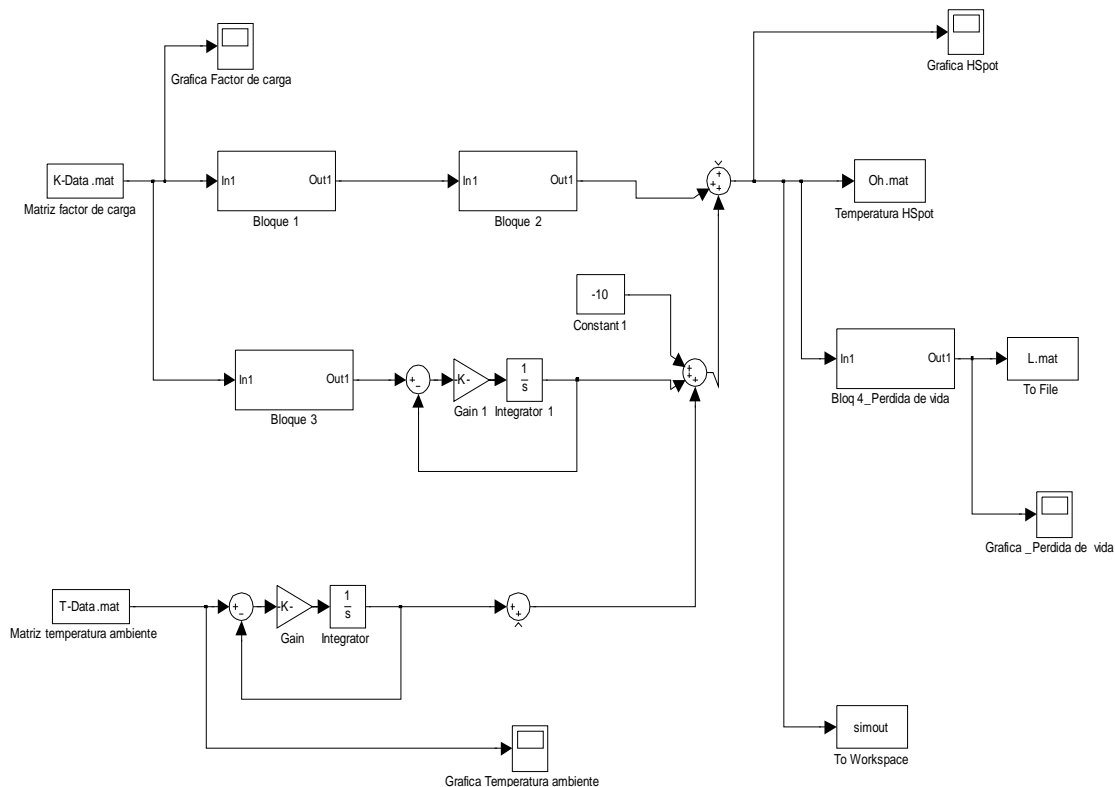


Figura 9.5.1 Diagrama de bloques en Simulink para calcular la temperatura caliente y la pérdida de vida.

Del esquema principal **Figura 9.5.1** del diagrama de bloques programado en simulink, los siguientes subbloques: bloque1, bloque2, bloque3 y bloque4_pérdida de vida están implementados de la siguiente manera:

El bloque1 y bloque2 representan las ecuaciones que establecen el calentamiento dinámico del punto caliente del aceite alto del transformador.

En dónde $\Delta\theta_{hr} K^y$ está representado por el bloque1 cuyo esquema es:

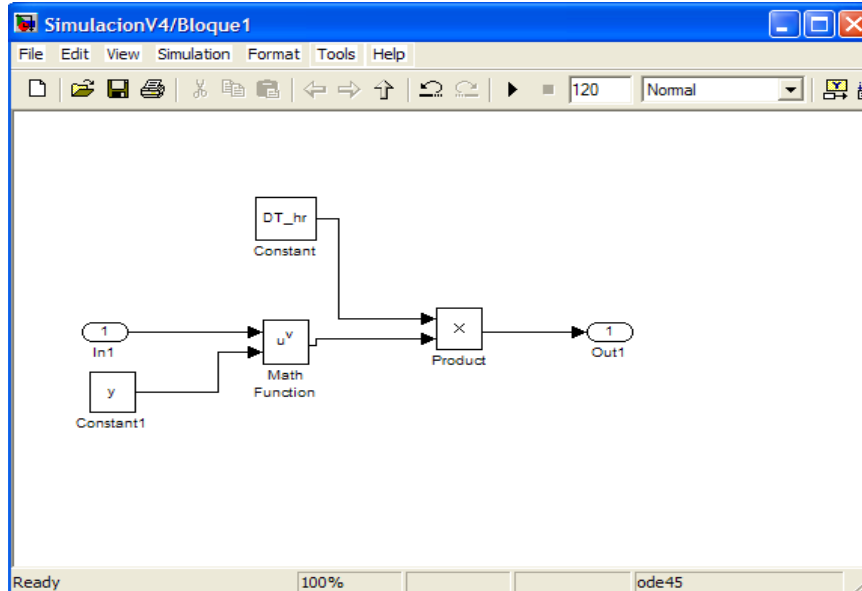


Figura 9.5.2 Esquema bloque1 simulink

Y $\frac{k_{21}}{1 + k_{22}\tau_w s} - \frac{k_{21} - 1}{1 + (\tau_o / k_{22})s}$ está representado por el bloque2 cuyo esquema es:

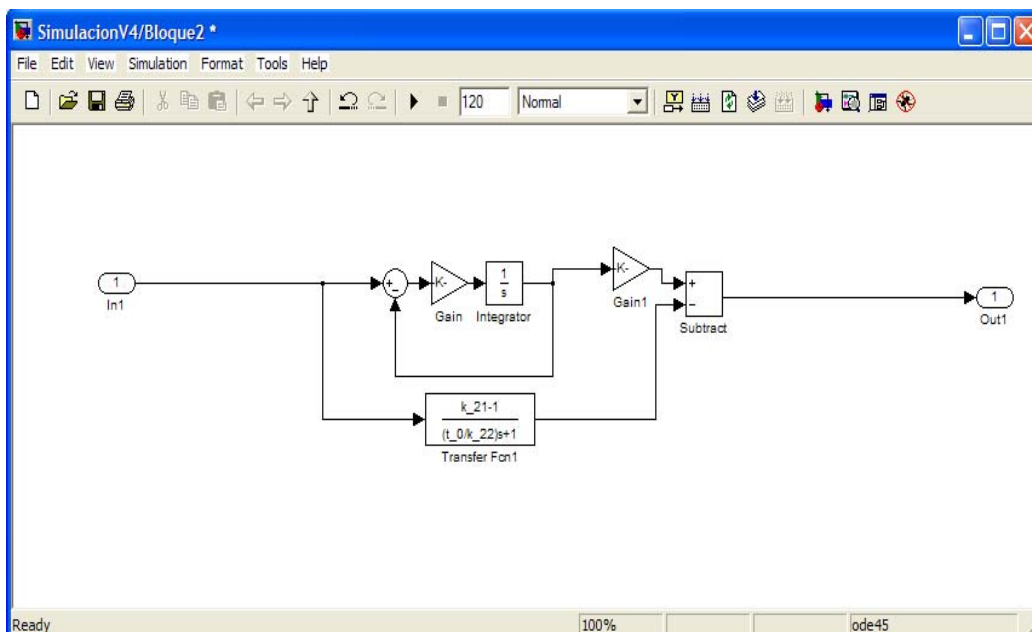


Figura 9.5.3 Esquema bloque2 simulink

En el bloque3 la ecuación $\Delta\theta_{or} \left[\frac{1+K^2R}{1+R} \right]^x$ queda esquematizada como:

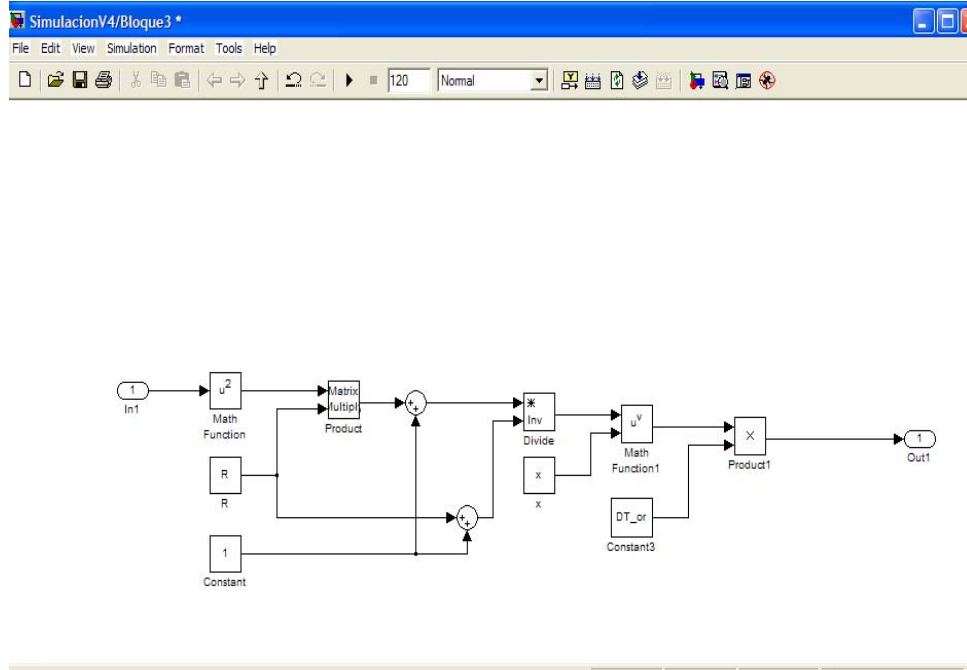


Figura 9.5.4 Esquema bloque3 simulink

Por último la ecuación $L_n = L_{(n-1)} + DL_{(n)}$, donde $L = 2^{\frac{\theta_h - 98}{6}}$ referente a la pérdida de vida queda implementada:

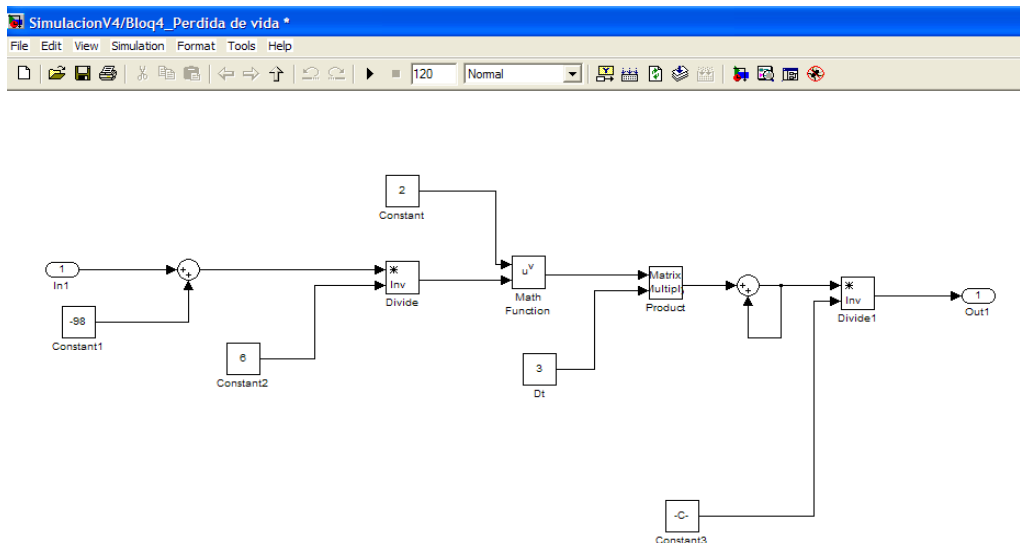
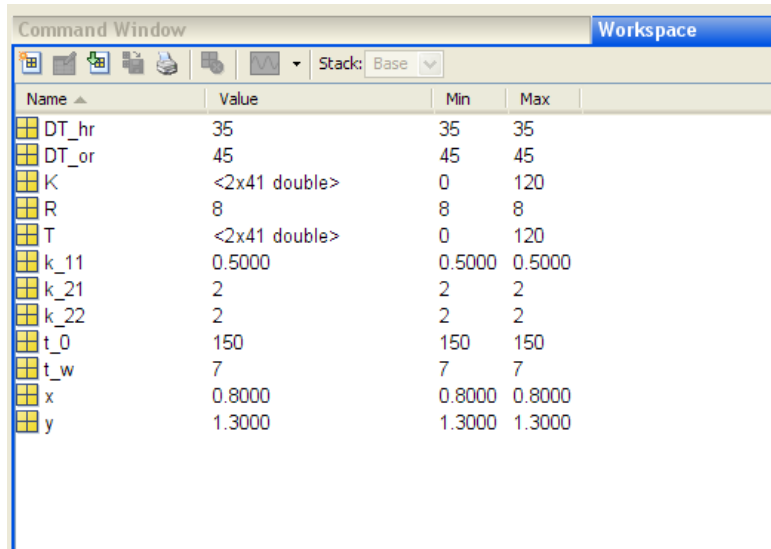


Figura 9.5.5 Esquema bloque4_perdida de vida simulink

Los datos de entrada ejemplo están recogidos sobre un periodo de 2 horas (120').
 Las variables definidas en el workspace de Simulink quedarían de la siguiente manera:



Name	Value	Min	Max
DT_hr	35	35	35
DT_or	45	45	45
K	<2x41 double>	0	120
R	8	8	8
T	<2x41 double>	0	120
k_11	0.5000	0.5000	0.5000
k_21	2	2	2
k_22	2	2	2
t_0	150	150	150
t_w	7	7	7
x	0.8000	0.8000	0.8000
y	1.3000	1.3000	1.3000

Figura 9.5.6 Definición de variables en el espacio de trabajo de simulink

A continuación describiremos los parámetros de entrada:

K-Data.mat contiene el vector del factor de carga durante el periodo de ejemplo dado.
 Está creado en una estructura de datos tipo fichero de matlab.
 En realidad es una estructura tipo matriz que puede se recogida de cualquier otro programa de recopilación de datos, o estructura de datos.

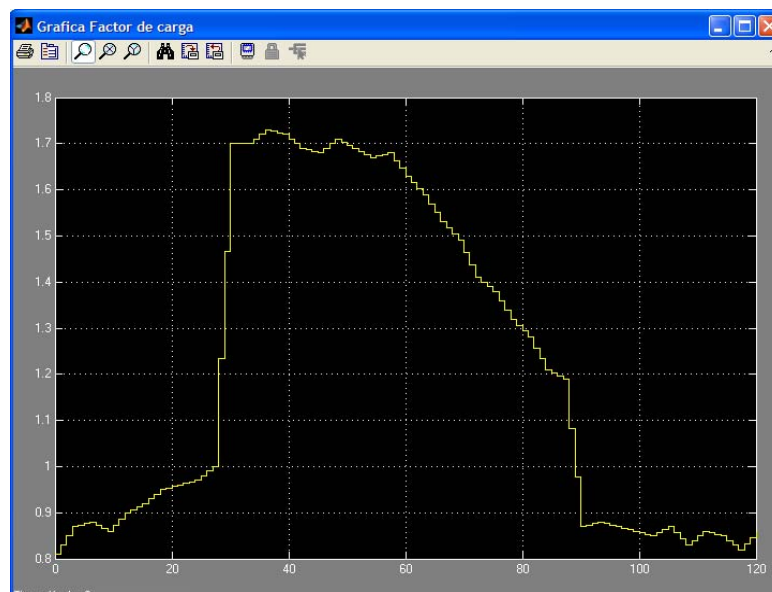


Figura 9.5.7 Gráfico entrada Factor de carga

T-Data.mat contiene el vector de la temperatura ambiente instantánea durante un periodo dado.

En realidad es una estructura tipo matriz que puede ser recogida de cualquier otro programa de recopilación de datos, o estructura de datos.

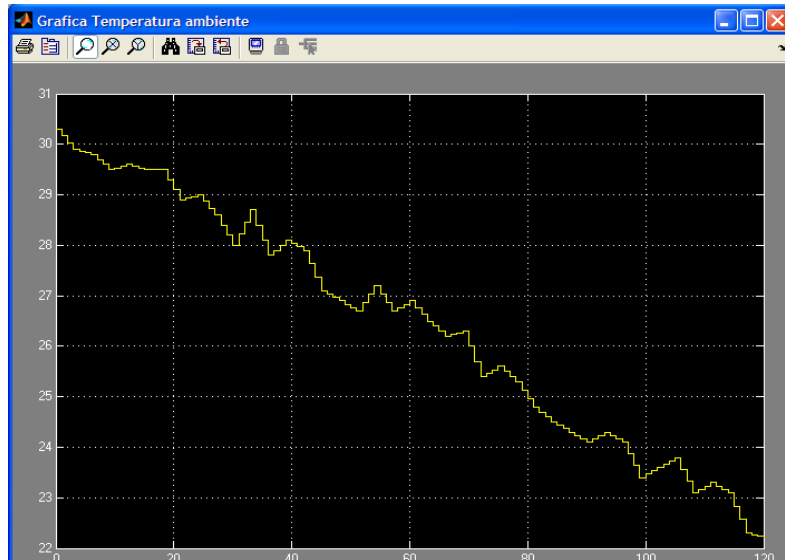


Figura 9.5.8 Gráfico entrada temperatura ambiente

Los siguientes datos son constantes de cálculo facilitadas por el fabricante del transformador, en nuestro ejemplo serán fijadas con los siguientes valores, tal y como indicamos anteriormente:

$$DT_{hr} = 35k ; DT_{or} = 45k ; R = 8 ; K_{11} = 0,5 ; K_{21} = 2 ; K_{22} = 2$$

$$X = 0,8 ; Y = 1,3 ; T_0 = 150' ; T_W = 7'$$

9.6 DATOS DE SALIDA.

Temp_Ohs: Esta variable recoge los datos de salida de la temperatura del punto caliente del transformador.

Hemos utilizado una estructura de datos tipo Array, en dónde podemos recoger todos los datos de salida, Matlab también permite recogerlo en una estructura tipo fichero para poder importar los datos de salida a otros programas.

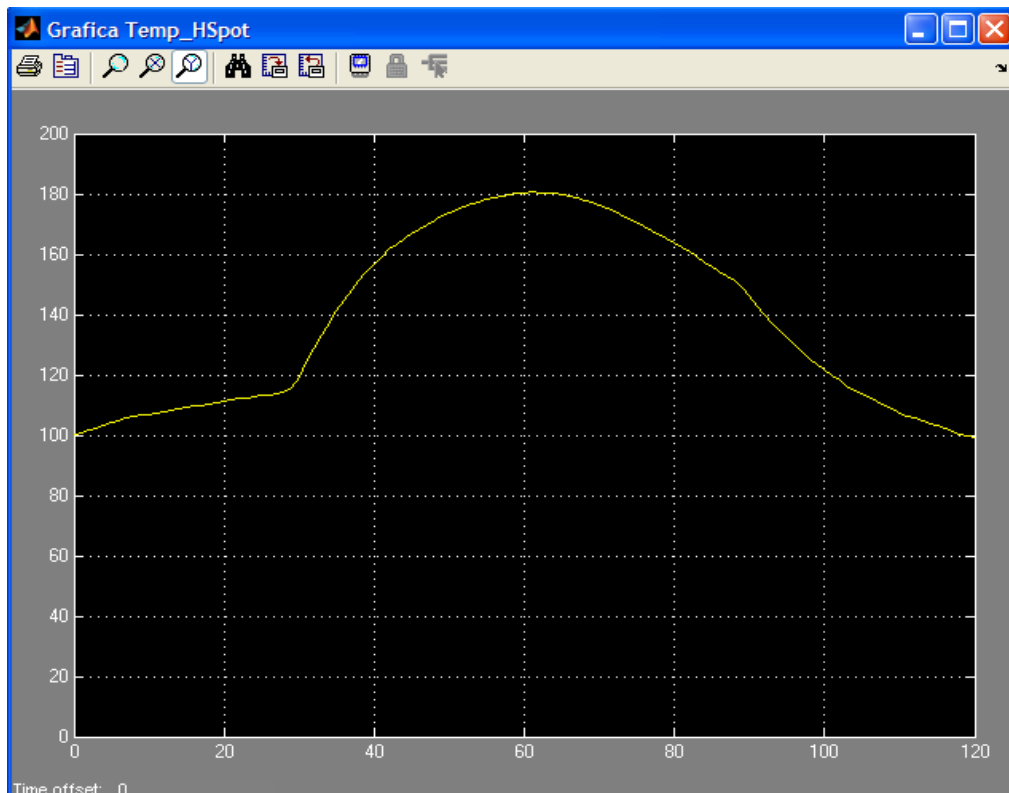


Figura 9.6.1 Gráfica de la temperatura del punto caliente

Ltotal: Esta variable recoge el envejecimiento acumulado del transformador de potencia A lo largo de todo el periodo de cálculo.

Al igual que en la variable anterior hemos utilizado una estructura de datos tipo Array, en dónde podemos recoger todos los datos de salida, Matlab también permite recogerlo en una estructura tipo fichero para poder importar los datos de salida a otros programas.

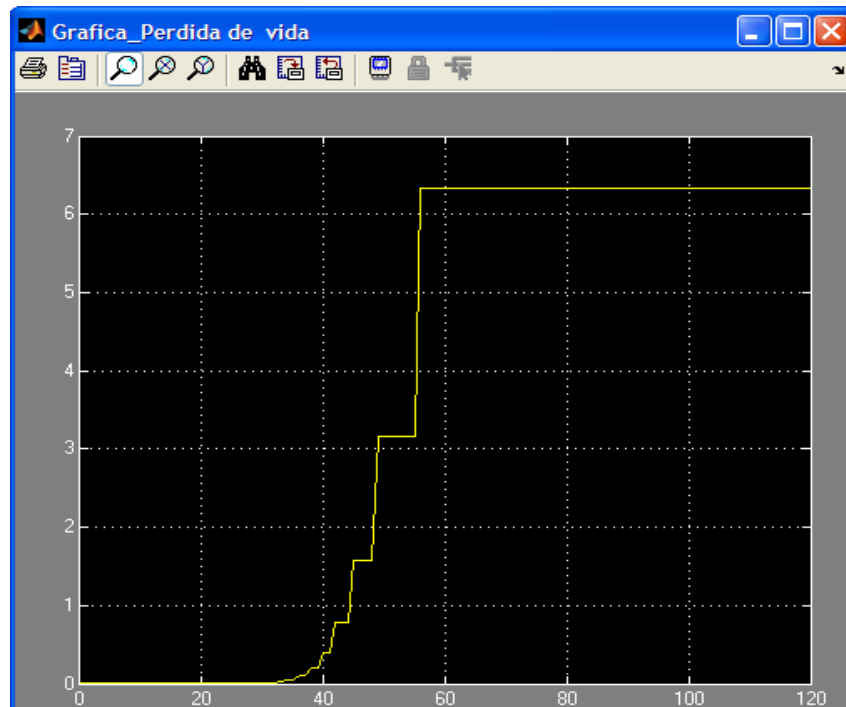


Figura 9.6.2 Gráfica de la pérdida total de vida

En nuestro ejemplo práctico la pérdida total de vida es de 6, 2 días aproximadamente.

CAPÍTULO 10 : **CONCLUSIONES Y DESARROLLO FUTURO**

En el estudio de sobrecargas de transformadores de potencia, podemos decir que la determinación de los daños producidos en un transformador de Potencia, dependen de la degradación del aislamiento de papel de los arrollamientos y de los calentamientos producidos en los mismos, los cuáles son determinados por la temperatura del punto más caliente de arrollamiento, con la cuál podemos calcular en cuanto medida hemos envejecido el aislamiento del transformador y cual ha sido su pérdida de vida.

Cómo hemos podido ver a lo largo de los capítulos, la magnitud más importante y de la que más se habla, es la temperatura y en consecuencia el calentamiento. De lo que podemos deducir que los tipos de sistemas de refrigeración tienen una implicación directa a la hora de determinar los límites de temperatura y el grado de sobrecarga de un transformador de potencia.

Por otro lado ya que debemos conocer con la mayor precisión posible la temperatura más caliente de arrollamiento medio, los sensores y transductores de temperatura juegan un importante papel en cuanto al cálculo o estimación de los calentamientos.

En cuanto a la normativa, los límites de temperatura del aceite caliente y del punto más caliente de arrollamiento medio, tanto en la **IEEE** como en la **IEC** son iguales en régimen de carga normal y en sobrecarga de larga duración, a excepción de las sobrecargas de corta duración en donde la **IEC** es más restrictiva.

En ambas Normativas se diferencian claramente 2 tipos de sobrecarga:
Sobrecargas de Larga duración y sobrecargas de corta duración.

Ya que es la máquina eléctrica más importante, no sólo por su coste de fabricación, sino también por ser uno de los puntos críticos en cualquier sistema de potencia, es la máquina en donde mayor inversión se realiza y es donde más sentido tiene invertir en un mantenimiento predictivo y preventivo.

La aplicación desarrollada en simulink sirve para calcular y estimar la temperatura del punto más caliente de arrollamiento y el envejecimiento del aislamiento del transformador, (objetivos principales del proyecto), basándose en una serie de datos de entrada, la temperatura ambiente y el perfil de carga en un periodo de tiempo considerado.

El programa utiliza un algoritmo de cálculo basado en el aislamiento de papel no tratado, lo cuál quiere decir que la predicción que realiza es la más conservadora con respecto al tipo de papel, ya que la mayor parte de transformadores que se fabrican en la actualidad, están fabricados con papel tratado, por lo que tienen mayor resistencia a la degradación y ruptura dieléctrica, que el papel Kraft (papel no tratado).

En este sentido creo que los objetivos del proyecto han sido cumplidos así cómo el familiarizarnos con las tablas de la normativa CEI 60076-7 y de la normativa IEEE.

Como uno de los futuros trabajos en dónde no hemos profundizado en este proyecto, y que son otro camino para determinar el grado de envejecimiento de un transformador, estaría el análisis de los compuestos furánicos del aceite aislante, los cuáles también son un índice bastante cuantitativo del envejecimiento del papel aislante.

En cuanto a los datos que arroja la herramienta, son guardados en un archivo y en una estructura tipo Array, es decir una matriz de datos totalmente exportable a una tabla excell.

Con lo cuál los datos de envejecimiento y de calentamiento medio de arrollamiento pueden ser totalmente implementables en otra aplicación, ya sea en Visual Basic o en otro lenguaje de programación para poder ser utilizados en una base de datos de transformadores, con la cuál se pueda tener un histórico de la vida media disponible de cada transformador, así cómo poder evaluar la amortización de los transformadores y poder realizar estimaciones económicas y evaluaciones de riesgo en caso de sobrecarga.

El conocimiento del envejecimiento acumulado de los transformadores y su histórico pueden suponer una herramienta muy útil de cara al mantenimiento preventivo y predictivo del parque de transformadores en el sistema eléctrico español.

Anexo 1

TÉRMINOS Y DEFINICIONES [11]

Describiremos los términos los cuales vamos a manejar durante todo el documento, Así cómo también serán comunes a la Literatura de referencia.

Ciclo de carga

Grado de carga del transformador en magnitud p.u. frente un periodo de tiempo estipulado, normalmente 24 horas.

Transformadores de distribución

Transformadores de Potencia con un rango máximo de 2500 KVA trifásico y 833 KVA Monofásico.

Transformadores de Media Potencia

Transformadores de Potencia con un rango máximo de 100 MVA trifásico y 33,3 MVA Monofásico.

Transformadores de Gran Potencia

Transformadores de Potencia cuyos rangos exceden los 100 MVA trifásico y 33,3 MVA Monofásico

Punto caliente:

Si no se especifica otra cosa, se refiere al punto más caliente de los arrollamientos.

Velocidad de envejecimiento térmico relativo:

Es la velocidad de envejecimiento del aislamiento de un transformador para la temperatura del punto más caliente dada, expresada como múltiplo de la velocidad de envejecimiento de referencia del punto caliente.

El punto más caliente de referencia es 110°C para 65°C de aumento de temperatura promedio en los arrollamientos y 95°C para 55°C de aumento de temperatura promedio en los arrollamientos del transformador (sin aislamiento térmicamente mejorado). *Para una temperatura del punto más caliente por encima de la temperatura de referencia, la velocidad de envejecimiento térmico relativo es mayor que 1. Para una temperatura del punto más caliente por debajo de la temperatura de referencia, la velocidad de envejecimiento térmico relativo es menor que 1.*

Vida del aislamiento del transformador:

Tiempo total entre el estado inicial para el cual el aislamiento está considerado como nuevo y el estado final, cuando el envejecimiento térmico, el estrés dieléctrico, el estrés debido a corto-circuitos o movimientos mecánicos, hace que exista una probabilidad “elevada” de que aparezca un fallo eléctrico.

Porcentaje de pérdida de vida:

Envejecimiento equivalente en horas expresado en porcentaje sobre un periodo de tiempo (normalmente 24 horas) dividido por la expectativa de vida del aislamiento del transformador. El envejecimiento equivalente en horas es obtenido multiplicando la velocidad de envejecimiento relativo por el número de horas a las que trabaja con esa temperatura.

Flujo de aceite directo - OD

Indica que la parte principal del aceite bombeado desde los intercambiadores de calor o radiadores es un flujo forzado hacia los arrollamientos.

Flujo de aceite no directo - OF

Indica que la parte principal del aceite bombeado desde los intercambiadores de calor fluye libremente dentro de la cuba, y no es un flujo forzado hacia los arrollamientos (el aceite que fluye en los arrollamientos puede ser axial por conductos de enfriamiento verticales o radial por conductos de enfriamiento horizontal con o sin flujo en zigzag)

Flujo de aceite no directo - ON

Indica que el aceite que proviene sin bombear desde los intercambiadores de calor fluye libremente dentro de la cuba debido a la diferencia de densidad entre el aceite caliente y el aceite frío.

Papel térmicamente mejorado:

Papel celulósico, el cuál ha sido químicamente modificado para reducir la velocidad de descomposición del papel.

Los efectos del envejecimiento se reducen por la eliminación parcial de los agentes que forman agua (Cianoetilación) o inhibiendo la formación de agua a través del uso de agentes estabilizadores (cómo adición de Amina, Dicianodiamida).

Un papel está considerado cómo térmicamente mejorado si cumple el criterio de vida definido en la Normativa: **ANSI/IEEE C57.100** 50% de retención en el esfuerzo de tracción después de 65000 horas en un tubo sellado a 110°C, u otra combinación dada por la siguiente ecuación:

$$\text{Time (h)} = e^{\left(\frac{16000}{(50+273)} - 28,082\right)} = 65000 * e^{\left(\frac{16000}{(50+273)} - \frac{16000}{(110+273)}\right)} \quad (25)$$

Debido a que el tratamiento térmico químico usado actualmente contiene nitrógeno, que no está presente en la Pasta de Kraft (PAPEL), el grado de modificación química está determinado por la cantidad de nitrógeno presente en el papel térmicamente mejorado.

Los valores típicos de contenido de nitrógeno en papeles con tratamiento Térmico están comprendidos entre un 1% y 4% cuando la medida está de acuerdo a la Norma: **ASTM D982**

Temperatura ambiente de diseño

Temperatura ambiente a la que el calentamiento promedio admisible del arrollamiento, de la parte alta del aceite y del punto más caliente se define.

A1. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

<i>Símbolo</i>	<i>Significado</i>	<i>Unidades</i>
C	Capacidad térmica	Ws/k
C	Calor específico	Ws/(kg.K)
DP	Grado de polimerización	
D	Operador diferencial	
Gr	Gradiente de temperatura promedio en tanque a corriente nominal	K
m _A	Masa del núcleo y conjunto bobina	Kg
m _T	Masa del tanque y accesorios	Kg
m _O	Masa del aceite	Kg
m _W	Masa de los arrollamientos	Kg
H	Factor del punto caliente	
k ₁₁	Constante térmica	
k ₂₁	Constante térmica	
k ₂₂	Constante térmica	
K	Factor de carga (corriente de carga/corriente nominal)	
L	Envejecimiento total sobre el periodo de tiempo considerado	h
N	Número de intervalos de cada tiempo	
N	Número total de intervalos durante el periodo de tiempo considerado	
OD	Refrigeración por ODAN, ODAF o ODWF	
OF	Refrigeración por OFAN, OFAF o OFWF	
ON	Refrigeración por ONAN o ONAF	
P	Pérdidas	W
Pe	Pérdidas relativa a la corriente eddy	p.u.
P _W	Pérdidas en los arrollamientos	W
R	Relación entre las pérdidas en carga a corriente nominal y las pérdidas en vacío	
R _r	Relación entre las pérdidas en carga y las pérdidas en vacío en explotación principal	
R _{r+1}	Relación entre las pérdidas en carga y las pérdidas en vacío en explotación principal +1	
R _{min}	Relación entre las pérdidas en carga y las pérdidas en vacío en el mínimo de explotación	
R _{max}	Relación entre las pérdidas en carga y las pérdidas en vacío en el máximo de explotación	
S	Operador de Laplace	
T	Variable de tiempo	
tap _r	Número de explotación principal	
tap _{r+1}	Número de explotación r+1	
tap _{min}	Número de explotación mínimo	

<i>Símbolo</i>	<i>Significado</i>	<i>Unidades</i>
tap_{\max}	Número de explotación máximo	
V	Velocidad de envejecimiento relativa	
V_n	Velocidad de envejecimiento relativa durante un intervalo n	
X	Potencia exponencial de pérdidas totales contra el aumento de temperatura en la parte alta del aceite (exponente del aceite)	
Y	Potencia exponencial de corriente contra el aumento de temperatura de los arrollamientos (exponente de los arrollamientos)	
θ_a	Temperatura ambiente	°C
θ_E	Temperatura ambiente anual ponderada	°C
θ_h	Temperatura del punto más caliente	°C
θ_{ma}	Temperatura promedio mensual	°C
θ_{ma-max}	Temperatura promedio mensual del mes más caluroso, de acuerdo a la Normativa IEC 60076-2:1993	°C
θ_0	Temperatura de la parte alta del aceite en la cuba, en la carga considerada	°C
θ_{ya}	Temperatura promedio anual, de acuerdo a la Normativa IEC 60076-2:1993	°C
τ_0	Constante de tiempo de aceite	Min
τ_w	Constante promedio de los arrollamientos	Min
$\Delta\theta_{br}$	Aumento de T^a del fondo de aceite en carga nominal (pérdidas sin carga + pérdidas con carga)	K
$\Delta\theta_h$	Gradiente de T^a del punto más caliente del aceite alto de la cuba en la carga considerada	K
$\Delta\theta_{hi}$	Gradiente de T^a del punto más caliente del aceite alto de la cuba al principio	K
$\Delta\theta_{hr}$	Gradiente de T^a del punto más caliente del aceite alto de la cuba en corriente nominal	K
$\Delta\theta_o$	Aumento de T^a del aceite alto de la cuba en la carga considerada	K
$\Delta\theta_{oi}$	Aumento de T^a del aceite alto de la cuba al principio	K
$\Delta\theta_{om}$	Aumento de la T^a promedio del aceite en la carga considerada	K
$\Delta\theta_{omr}$	Aumento de la T^a promedio del aceite en la carga nominal (pérdidas de vacío + pérdidas en carga)	K
$\Delta\theta_{or}$	Aumento de la T^a del aceite alto, en estado estable en pérdidas nominales (pérdidas de vacío + pérdidas en carga)	K
$\Delta\theta_{ór}$	Aumento de la T^a del aceite alto corregida debida al cercado	K
$\Delta(\Delta\theta_{or})$	Aumento de la T^a del aceite extra alto debida al cercado	K

Tabla A.1 Símbolos y abreviaturas

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **UNE EN 60076-1 - 1998** “Transformadores de Potencia” Parte1 -Generalidades
- [2] **UNE EN 60076-1 / A1 2001**“Transformadores de Potencia” Parte1-Generalidades
- [3] **UNE EN 60076-1 / A12 2002** “Transformadores de Potencia” Parte1-Generalidades
- [4] **UNE EN 60076-2 1998** “Transformadores de Potencia” Parte2 - Calentamiento
- [5] **UNE EN 60076-3 2002** “Transformadores de Potencia” Parte3 - Niveles de Aislamiento, Ensayos Dieléctricos y distancias de Aislamiento en el Aire
- [6] **UNE EN 207005 2002** “Transformadores de Potencia” - Guía de Aplicación
- [7] **UNE EN 20110 1995** “Transformadores de Potencia” - Guía de Carga para Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceites → CEI 354 1991 + Corrigendum 1992
- [8] **CEI IEC 60076-1 2000** “Power transformer – Part 1 - General”
- [9] **CEI IEC 60076-4 2002** “Power Transformers-part4: Guide to the Lightning Impulse and Switching Impulse Testing”
- [10] **CEI IEC 60076-5 2006** “Power transformers - Part 5: Ability to withstand short circuit”
- [11] **CEI IEC 60076-7 2005** “Loading guide for Oil-immersed Power Transformers”
- [12] **IEEE C57.91 1995** “Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers”
- [13] **Abraham Qubaj Casas** “Determinación de la Capacidad de Sobrecarga en Transformadores de Potencia”, L/PFC 3583 , Escuela Politécnica Superior, UC3M Diciembre 2006
- [14] **Rich Hunt and Michael L.D Giordano** “thermal Overload Protection of Power Transformers-Operating Theory and Practical Experience”, 27 28 th April, 2005
- [15] **Jesús Fraile Mora** “Máquinas Eléctricas” 5ª edición – Mcgrawhill
- [16] **Juan Carlos Burgos - Apuntes de Máquinas Eléctricas 1** -Universidad Carlos III de Madrid-2007

- [17] **CIGRE** – Paris 2004- Thermal performance of transformers, Hasse Nordman
- [18] **OASA-SAVOISIENNE ESPAÑOLA S.A.** Catálogo imagen térmica 1999
- [19] **General Electric**, catálogo Protecciones por microprocesador - 2005
- [20] **Robert M. Del Vecchio, Bertrand Poulin, Pierre T. Feghali, Dilipkumar M. Shah and Rajendra Ahuja.** “Transformer Design Principles”. 2002 Taylor and Francis
- [21] **ABB Transformer Handbook – 2004**
- [22] **ABB Guía técnica – cambiador de tomas en carga tipo UC – 2002**
- [23] **Angel Ramos - Apuntes Gestión de redes eléctricas** -Universidad Carlos III de Madrid-2007

INTERNET

- [24] **Andrés Tabernero García** “Mantenimiento Predictivo de transformadores de Potencia”, Director de Proyectos de *UNITRONICS, S.A.* Documento Pdf.
- [25] **Marcelo J. Hinojosa Torrico** “ Estudio de Sobrecarga de Transformadores de Potencia”, Documento Pdf, Febrero 2001
- [26] <http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/112/htm/electr.htm>